Politechnika Krakowska
im. Tadeusza Kościuszki
Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki
Katedra Energetyki

ROZPRAWA DOKTORSKA

Autor: mgr inż. Natalia Generowicz-Caba

Analiza energetyczna, środowiskowa i ekonomiczna systemów grzewczych OZE z gruntową lub powietrzną propanową pompą ciepła z wykorzystaniem modelowania matematycznego i wyników badań eksperymentalnych

Promotor:
Prof. dr hab. inż. Paweł Ocłoń

Promotor pomocniczy:
Dr inż. Łukasz Lelek

Kraków, 2025

Pragnę złożyć wyrazy szczerej wdzięczności Panu Profesorowi dr. hab. inż. Pawłowi Ocłoniowi, Promotorowi niniejszej pracy, za cenne wskazówki, życzliwość, wsparcie, inspirację oraz możliwość realizacji tematyki badawczej pod Jego kierunkiem.

Serdeczne podziękowania kieruję do Pana dr. inż. Łukasza Lelka, mojego Promotora pomocniczego, za ogromne wsparcie merytoryczne, cierpliwość i zaangażowanie, które w istotny sposób przyczyniły się do powstania niniejszej pracy oraz do poszerzenia mojej wiedzy i umiejętności.

Pragnę wyrazić serdeczne podziękowania Instytutowi Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk za udostępnienie licencji oprogramowania SimaPro, które umożliwiło przeprowadzenie analiz LCA niezbędnych do realizacji niniejszej pracy. Szczególną wdzięczność kieruję do Pani Profesor Joanny Kulczyckiej za cenne wsparcie merytoryczne oraz istotny wkład w rozwój moich kompetencji w zakresie metodyki oceny cyklu życia.

Pragnę podziękować mojej Rodzinie, za pomoc okazywaną mi przez cały okres pracy nad rozprawą. Dziękuję za motywację i wsparcie, bez których realizacja tego przedsięwzięcia nie byłaby możliwa.

Za ogromną cierpliwość, wyrozumiałość i nieocenioną pomoc podczas całego procesu pisania pracy dziękuję mojemu Mężowi, który nigdy nie zwątpił w to, że uda mi się napisać tę pracę.

Spis treści

Indeks stosowanych symboli 6

Streszczenie 7

Summary 8

Wprowadzenie 9

1 Przegląd literatury 11

1.1 Analiza literatury dotyczącej zeroemisyjnych systemów grzewczych 11

1.2 Analiza literatury dotyczącej gruntowych pomp ciepła (GPC) 14

1.3 Analiza literatury dotyczącej powietrznych pomp ciepła (PPC) 17

1.4 Analiza literatury dotyczącej czynników roboczych w instalacjach z pompami ciepła 20

1.5 Analiza literatury dotyczącej współczynnika efektywności pomp ciepła COP ... 22

1.5.1 Gruntowe pompy ciepła 22

1.5.2 Powietrzne pompy ciepła 23

1.6 Analiza literatury dotyczącej paneli fotowoltaicznych PV oraz paneli PV/T 25

1.6.1 Panele fotowoltaiczne (PV) 25

1.6.2 Panele PV/T (fotowoltaiczno-termiczne) 26

1.6.3 Wpływ pogody na wydajność paneli fotowoltaicznych (PV) i fotowoltaiczno-termicznych (PVT) 26

1.7 Analiza literatury dotyczącej magazynów energii 30

1.8 Analiza literatury dotyczącej oceny energetycznej i efektywności instalacji wykorzystujących różne technologie OZE 32

1.9 Analiza literatury dotyczącej analiz środowiskowych i oceny cyklu życia (LCA) instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii 35

1.10 Analiza literatury dotyczącej oceny ekonomicznej i opłacalności instalacji hybrydowych z pompami ciepła i innymi technologiami OZE 39

2 Cel, teza i zakres pracy badawczej 43

2.1 Cel pracy badawczej 43

2.2 Teza pracy badawczej 44
2.3 Zakres pracy badawczej 45
3 Metodologia 46
3.1 Przegląd literatury pod kątem realizacji celu pracy 49
3.2 Opracowanie modelu budynku jego zapotrzebowania na energię 50
3.3 Analiza energetyczna 50
3.4 Analiza środowiskowa 52
3.5 Analiza ekonomiczna 53
3.6 Analiza wielokryterialna MCDA – Multi-Criteria Decision Analysis 53
4 Analiza energetyczna 56
4.1 Opis projektu RESHeat (I wariantu) 56
4.2 Analiza II wariantu RESHeat 61
4.3 Analiza wyników II wariantu 75
4.3.1 Analiza wyników trzech wariantów temperaturowych pompy ciepła 80
4.4 Wnioski z analizy porównawczej produkcji ciepła dla obu wariantów 119
5 Ocena wpływu cyklu życia – LCA 122
5.1 Wstęp 122
5.2 Zdefiniowanie celu i zakresu LCA 138
5.3 Założenia, wybory wartości i wyłączenia 140
5.4 Analiza zbioru wejść i wyjść (LCI) 141
5.5 Ocena wpływu cyklu życia – LCIA 144
5.6 Wyniki oceny cyklu życia LCA dla pierwszego wariantu 146
5.6.1 Charakteryzowane wyniki wskaźników kategorii oddziaływania 146
5.6.2 Ważone wyniki wskaźników kategorii oddziaływania 151
5.7 Wyniki oceny cyklu życia LCA dla drugiego wariantu 157
5.7.1 Charakteryzowane wyniki wskaźników kategorii oddziaływania 157
5.7.2 Ważone wyniki wskaźników kategorii oddziaływania 162

5.8 Analiza porównawcza LCA pierwszego i drugiego wariantu 165
5.9 Dyskusja wyników 171
5.10 Ocena jakości danych 173
5.10.1 Kryteria oceny jakości danych 174
5.10.2 Ocena jakości danych dla systemu pierwszoplanowego i energii elektrycznej 179
6 Analiza ekonomiczna 182
6.1 Analiza ekonomiczna I wariantu 183
6.2 Analiza ekonomiczna II wariantu 187
6.3 Wnioski 192
7 Analiza wielokryterialna MCDA (Multi-Criteria Decision Analysis) 194
7.1 Zdefiniowanie kryteriów i ich wartości 194
7.2 Normalizacja danych 195
7.3 Przypisanie wag 195
7.4 Wnioski 197
8 Podsumowanie 198
9 Wnioski końcowe 203
10 Literatura 206
Spis rysunków 223
Spis tabel 226

Indeks stosowanych symboli

CCHP	Skojarzone wytwarzanie chłodu, ciepła i energii elektrycznej (Trigeneracja) Combined Cooling, Heating and Power
CO_2/ R744	Dwutlenek węgla
COP	Współczynnik wydajności pompy ciepła (ang. Coefficient of Performance)
EDIP	Model projektowania produktów przemysłowych z uwzględnieniem środowiska (ang. Environmental Design of Industrial Products)
EF	Metoda liczenia w analizie LCA (ang. Environmental Footprint)
GPC/GSHP	Gruntowe pompy ciepła
GWP	Potencjał tworzenia efektu cieplarnianego (ang. Global Warming Potential)
HFO	Hydrofluoroolefin
KE	Komisja Europejska
LCA	Analia cyklu życia (ang. Life Cycle Assessment)
LCI	Analiza zbioru wejść i wyjść (ang. Life Cycle Inventory, LCI)
LCIA	Metoda oceny wpływu cyklu życia (ang. Life Cycle Impact Assessment)
MCDA	Analiza wielokryterialna (ang. Multi-Criteria Decision Analysis)
ODP	Potencjał niszczenia ozonu (ang. Ozone Depletion Potential)
OZE	Odnawialne źródła energii
PPC/ASHP	Powietrzne pompy ciepła
PV	Systemy fotowoltaiczne/panele fotowoltaiczne
PV/T	Hybrydowe koletory fotowolticzno-termiczne
R134a	Czynnik chłodniczy/ 1,1,1,2-tetrafluoroetan
R290	Propan/czynnik chłodniczy w pompie ciepła
R32	Czynnik chłodniczy/ difluorometan
R410A	Czynnik chłodniczy/ mieszanina difluorometanu i pentafluoroetanu
R466A	Czynnik chłodniczy/ mieszanina R32, R125 i trifluorojodometanu (CF3I)
RESHeat	Renewable and energy efficient solutions for heating and/or cooling, and domestic hot water production in multi-apartment residential buildings
SCOP	Sezonowy Współczynnik Efektywności (ang. Seasonal Coefficient of Performance)
ZSG	Zeroemisyjne systemy grzewcze

Streszczenie

Cel pracy stanowiła analiza porównawcza dwóch wariantów instalacji grzewczych opartych na odnawialnych źródłach energii. Wariant I obejmował gruntową pompę ciepła z czynnikiem roboczym R134a, panele fotowoltaiczno-termiczne (PV/T), panele fotowoltaiczne (PV), kolektory słoneczne, odwierty geotermalne oraz podziemny zasobnik ciepła. Wariant II natomiast obejmował powietrzną pompę ciepła, z czynnikiem roboczym propan (R290), panele PV/T, panele PV oraz kolektory słoneczne. Analiza uwzględniała trzy obszary: energetyczny, środowiskowy i ekonomiczny, a ocena końcowa instalacji została przeprowadzona z wykorzystaniem analizy wielokryterialnej (MCDA). Analiza energetyczna wykazała, że wariant z gruntową pompą ciepła charakteryzuje się niższym zużyciem energii elektrycznej i wyższym współczynnikiem efektywności w warunkach stałego obciążenia, co sprzyja stabilności eksploatacyjnej. Z kolei wariant z powietrzną pompą ciepła wyróżnia się bardzo dobrą wydajnością w okresach przejściowych, co zapewnia elastyczność pracy i zwiększa zdolność do dostosowania systemu do zmiennego zapotrzebowania cieplnego. Ocena środowiskowa, przeprowadzona metodą LCA wykazała przewagę wariantu II, który charakteryzuje się niższym łącznym oddziaływaniem na środowisko, ograniczonej ilości materiałów konstrukcyjnych w porównaniu do układu z odwiertami i zasobnikiem ciepła. Dodatkowo istotnym czynnikiem różnicującym wynik jest rodzaj zastosowanego czynnika roboczego – propan w wariancie II posiada zdecydowanie niższy współczynnik GWP w porównaniu z czynnikiem roboczym R134a wykorzystanym w wariancie I, co istotnie ogranicza wpływ systemu na środowisko naturalne. Zgodnie z analizą ekonomiczną wariant z powietrzną pompą ciepła jest bardziej opłacalny pod względem kosztów inwestycyjnych i okresu zwrotu, natomiast wariant z gruntową pompą ciepła może być preferowany w projektach długoterminowych, w których ważna jest stabilność kosztów eksploatacyjnych i niezależność energetyczna. Zastosowanie analizy MCDA wykazało, że wariant II jest bardziej uniwersalnym rozwiązaniem w większości scenariuszy, zwłaszcza w kontekście aspektów ekonomicznych i środowiskowych. Podsumowując, wyniki badań wskazują, że optymalny wybór zależy od priorytetów decyzyjnych, jednak w ujęciu ogólnym preferowanym kierunkiem pozostaje technologia oparta na powietrznej pompie ciepła z propanem, łącząca opłacalność inwestycyjną z ograniczonym wpływem na środowisko.

Summary

The purpose of the study was to compare two scenarios of heating systems based on renewable energy sources. Scenerio I consisted of a ground source heat pump, photovoltaic/thermal (PV/T) panels, photovoltaic (PV) panels, solar panels, geothermal boreholes and an underground heat storage tank. Scenerio II, on the other hand, consisted of an air source heat pump with propane (R290) refrigerant, PV/T panels, PV panels and solar panels. The analysis considered three areas: energy, environmental and economic, and the final evaluation of the installation was carried out using multi-criteria analysis (MCDA). The energy analysis showed that the ground source heat pump scenerio has lower electricity consumption and a higher efficiency factor under constant load conditions, which promotes operational stability. The air heat pump scenerio, on the other hand, features very good transient performance, which provides operating flexibility and enhances the system's ability to adapt to varying heat demand. The environmental assessment, carried out using the LCA method, showed the advantage of scenerio II, which has a lower total environmental impact of limited construction materials compared to a system with boreholes and a heat storage tank. In addition, an important factor differentiating the result is the type of refrigerant used – propane in scenerio II has a significantly lower GWP compared to the refrigerant used in scenerio I, which significantly reduces the impact of the system on climate change. In the economic analysis, the air-source heat pump scenerio is more cost-effective in terms of investment costs and payback period, while the ground-source heat pump scenerio may be preferred for long-term projects where stability of operating costs and energy independence are important. The application of MCDA analysis showed that scenerio II is a more universal solution in most scenarios, especially in terms of economic and environmental aspects. In conclusion, the results of the study indicate that the optimal choice depends on decision-making priorities, but in general, the preferred direction remains the technology based on air source heat pump with propane, combining investment profitability with limited environmental impact.

Wprowadzenie

W obliczu globalnych zmian klimatu oraz rosnącego zapotrzebowania na zrównoważone źródła energii, systemy grzewcze oparte na OZE zyskują coraz większe znaczenie [1]. W szczególności, zeroemisyjne systemy grzewcze są uznawane za kluczowe rozwiązanie w dekarbonizacji sektora budowlanego [2].

Wśród technologii OZE, największy potencjał wykazują pompy ciepła, zwłaszcza gdy są zintegrowane z systemami fotowoltaicznymi (PV) [3] i hybrydowymi kolektorami PV/T (fotowoltaiczno-termicznymi) [4]. Zarówno gruntowe pompy ciepła (GPC) [5], jak i powietrzne pompy ciepła (PPC) oferują wysoką efektywność energetyczną, a ich dobór zależy od lokalnych warunków geologicznych, klimatycznych oraz ekonomicznych [6]. W kontekście zwiększenia niezależności energetycznej budynków, coraz częściej integruje się z tymi systemami różnego rodzaju magazyny energii [7]. Pozwala to na zwiększenie autokonsumpcji energii z OZE, redukcję strat oraz stabilizację pracy całego systemu, co ma kluczowe znaczenie w warunkach zmiennych dostaw energii odnawialnej [8].
GPC charakteryzują się wysokim i stabilnym współczynnikiem wydajności sezonowej (SCOP) [9]. W połączeniu z PV/T i sezonowym magazynowaniem energii, są w stanie osiągać autarkiczność energetyczną przekraczającą 80% [10]. Jednakże wysoki koszt inwestycyjny oraz sezonowe obniżanie się zdolności cieplnej gruntu stanowią istotne bariery [11].

W ostatnich latach w ramach programu Horizon 2020 realizowany był projekt RESHeat [12], który stanowi przykład zaawansowanego, zintegrowanego systemu grzewczego wykorzystującego odnawialne źródła energii. System ten oparty jest na gruntowej pompie ciepła (GPC) wspomaganej przez hybrydowe kolektory fotowoltaiczno-termiczne (PV/T), a jego kluczowym elementem jest sezonowy podziemny magazyn ciepła o dużej pojemności cieplnej, umożliwiający akumulację nadwyżek energii cieplnej produkowanej latem do wykorzystania w sezonie grzewczym [13]. Projekt RESHeat stanowi przykład holistycznego podejścia do dekarbonizacji budownictwa, w którym integracja różnych technologii OZE oraz zarządzania energią jest kluczowa dla uzyskania wysokiego poziomu niezależności energetycznej. Jednocześnie, jego realizacja pokazuje, że innowacyjne rozwiązania technologiczne mogą nieść za sobą kompromisy środowiskowe i ekonomiczne, wymagające dalszych badań porównawczych z innymi, potencjalnie bardziej zrównoważonymi rozwiązaniami.

Z kolei PPC, szczególnie te wykorzystujące propan (R290) jako czynnik roboczy, stanowią coraz bardziej konkurencyjną alternatywę. R290 ma znikomą wartość współczynnika ocieplenia globalnego (GWP ≈ 3) [14], a nowoczesne systemy osiągają SCOP rzędu 3,8–5,9 nawet przy niskich temperaturach otoczenia [15]. Dzięki bardzo dobrym właściwościom termodynamicznym propanu, powietrzne pompy ciepła mogą efektywnie pracować nawet przy temperaturach rzędu -15°C, co czyni je dobrze dostosowanymi do polskich warunków klimatycznych [16]. W okresach przejściowych – takich jak wczesna wiosna i późna jesień – systemy te osiągają wysoką sprawność, minimalizując konieczność korzystania z dodatkowych źródeł ciepła [17]. Co więcej, niższe koszty instalacyjne i brak konieczności wykonywania odwiertów sprawiają, że powietrzne pompy ciepła zyskują przewagę w wielu projektach budynków jedno- i wielorodzinnych [18].

Pomimo dynamicznego rozwoju technologii, w literaturze brakuje kompleksowych analiz porównujących innowacyjne systemy typu RESHeat z powietrznymi pompami ciepła na propan zintegrowanymi z panelami PV/T. Dotychczas nie przeprowadzono kompleksowych, szczegółowych analiz energetycznych, środowiskowych (LCA) ani ekonomicznych tych dwóch podejść, co pozostawia lukę badawczą uzasadniającą podjęcie niniejszego tematu.

1 Przegląd literatury

1.1 Analiza literatury dotyczącej zeroemisyjnych systemów grzewczych

Zeroemisyjne systemy grzewcze (ZSG) są istotnym narzędziem redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorze budownictwa [19], szczególnie w kontekście wyzwań związanych z globalnym ociepleniem [20]. Ich wykorzystanie wpisuje się w cele neutralności klimatycznej [21] poprzez wykorzystanie odnawialnych źródeł energii do produkcji ciepła w budynkach mieszkalnych i komercyjnych [1].

Zeroemisyjne systemy grzewcze obejmują technologie, które eliminują emisję gazów cieplarnianych na etapie eksploatacji [22], najczęściej poprzez zastosowanie pomp ciepła, elektrycznych kotłów zasilanych energią odnawialną oraz systemów geotermalnych [23]. Analiza literatury dostępnej w naukowych bazach takich jak Science Direct czy Scopus pokazuje, że wybór odpowiedniego systemu zależy od warunków klimatycznych i dostępnych zasobów energetycznych [24],[25],[26]. W zagranicznej literaturze, szczególnie dotyczącej krajów europejskich, badania nad ZSG koncentrują się na efektywności energetycznej systemów grzewczych oraz ich wpływie na obniżenie emisji [27]. Badania przeprowadzone przez Ma i in. (2021) dowodzą, że zeroemisyjne systemy grzewcze mogą ograniczyć emisje budynków o ponad 80%, co jest szczególnie istotne w regionach o chłodnym klimacie [22]. Badania Ocłoń i in. wykazują, że połączenie zastosowanie pomp ciepła z instalacjami fotowoltaicznymi oraz magazynowaniem energii cieplnej przyczynia się do zwiększenia stabilności systemu i redukcji kosztów operacyjnych [28].

Badania dostępne na Web of Science wskazują także na znaczenie integracji ZSG z inteligentnymi sieciami energetycznymi, które zapewniają optymalne wykorzystanie energii w budynkach [29]. Wykorzystanie systemów zarządzania energią, jak pokazują wyniki badań Heperkan i in. pozwala na bieżącą regulację mocy systemu grzewczego w zależności od aktualnego zapotrzebowania, co redukuje obciążenia szczytowe i przyczynia się do poprawy stabilności sieci [30]. Literatura zwraca również uwagę na rozwój technologii magazynowania energii, kluczowej w przypadku niestabilnych dostaw z OZE [31]. Li i Palazzolo sugerują, że magazynowanie energii w formie ciepła lub elektryczności może efektywnie wspierać systemy zeroemisyjne, co stanowi rozwiązanie dla problemu sezonowości i zmienności produkcji energii słonecznej [32].

Literatura analizująca polskie warunki klimatyczne, dostępna w bazach Scopus, Web of Science czy ResearchGate, koncentruje się na możliwościach adaptacji ZSG w budownictwie jednorodzinnym i wielorodzinnym. Badania Fingas i in. oraz Ocłoń i in. wskazują, że w Polsce pompy ciepła są coraz bardziej popularne, jednak barierą dla ich szerszego wdrożenia pozostają wysokie koszty instalacji oraz niski poziom świadomości społecznej dotyczący korzyści wynikających z zeroemisyjnych technologii grzewczych [33], [25]. Dalsze badania sugerują konieczność dostosowania polityki i programów wsparcia, które mogłyby przyspieszyć adaptację ZSG w Polsce, zwłaszcza w kontekście wyzwań regulacyjnych i finansowych [34].

W publikacjach krajowych zwraca się również uwagę na potrzebę poprawy efektywności energetycznej istniejących budynków, co jest niezbędne do pełnego wykorzystania potencjału ZSG [35]. Badania Tarasova wskazują, że modernizacja budynków, w połączeniu z zeroemisyjnymi systemami, może przynieść znaczące oszczędności energetyczne oraz obniżenie kosztów ogrzewania [36].

Zarówno zagraniczna, jak i polska literatura naukowa wskazuje na liczne wyzwania związane z wdrażaniem zeroemisyjnych systemów grzewczych. Kapustenko i in. podkreślają, że integracja ZSG z OZE wymaga solidnych systemów magazynowania energii oraz dalszego rozwoju inteligentnych sieci energetycznych [37]. W przypadku krajów o klimacie umiarkowanym i chłodnym, jak Polska, kluczowe znaczenie ma zwiększenie efektywności systemów pomp ciepła, co wiąże się z koniecznością ich dalszej optymalizacji [38]. Tabela 1 przedstawia wiodące wnioski w tym zakresie.

Tabela 1. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej zeroemisyjnych systemów grzewczych

Pozycja literatury	**Tematyka / Zakres badań**	**Wnioski / Główne ustalenia**
[19]	Globalne postępy w kierunku budynków o zerowej emisji	Podkreślono rolę ZSG w redukcji emisji gazów cieplarnianych w budownictwie
[20]	Redukcja emisji wbudowanych w budynkach w kontekście neutralności klimatycznej	Zmniejszenie emisji jest kluczowe dla osiągnięcia neutralności klimatycznej

[22]	Budynki o zerowej energii/emisji dla zrównoważonego rozwoju	ZSG mogą ograniczyć emisje budynków o ponad 80%, zwłaszcza w klimacie chłodnym
[23]	Optymalizacja pracy zintegrowanych systemów solarnych	Integracja OZE z ZSG i mechanizmami zarządzania energią zwiększa efektywność i redukuje koszty
[24]	Optymalizacja energii w budynkach komercyjnych z hybrydowymi OZE i magazynami	Kluczowa rola magazynów energii w stabilizacji systemów
[25]	Droga do dekarbonizacji i zero emisji do 2050 roku	Energetyka słoneczna odgrywa kluczową rolę w osiągnięciu celu neutralności klimatycznej
[27]	Efektywność systemów energetycznych w gospodarce o obiegu zamkniętym	Proponowane działania poprawiające efektywność energetyczną i redukujące emisje
[28]	Integracja systemów PV/T z magazynowaniem energii i pompami ciepła	Połączenie PV/T, magazynowania i pomp ciepła poprawia stabilność i obniża koszty
[29]	Wykorzystanie AI do optymalizacji energii w inteligentnych budynkach	Wykorzystanie AI wspiera optymalne zarządzanie energią w systemach NZEB
[30]	Integracja OZE i systemów zarządzania w budynkach zeroemisyjnych	Inteligentne systemy zarządzania redukują obciążenia szczytowe i poprawiają stabilność sieci
[31]	Magazynowanie energii w budynkach wielorodzinnych	Efektywne magazynowanie energii jest kluczowe przy integracji OZE w budynkach

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

1.2 Analiza literatury dotyczącej gruntowych pomp ciepła (GPC)

Gruntowe pompy ciepła (GPC) są efektywnymi systemami ogrzewania wykorzystującymi stabilne temperatury gruntu do dostarczania ciepła do budynków, co pozwala na znaczną redukcję emisji gazów cieplarnianych i kosztów energii [9]. GPC działają na zasadzie wymiany ciepła z gruntem za pomocą wymienników ciepła, które mogą być poziome lub pionowe [39]. Cechują się wysoką efektywnością sezonową, szczególnie w klimatach umiarkowanych i chłodnych. Analizy baz danych Scopus, Science Direct, Google Scholar pokazują, że efektywność GPC zależy od lokalnych warunków geologicznych, głębokości wymienników oraz współczynnika przewodzenia ciepła w gruncie [9].

Sposób działania pompy ciepła można podzielić na trzy etapy:

Etap 1: Pobór ciepła

W instalacji z pompą ciepła krąży ciecz, zmieszana ze środkiem przeciwzamarzaniowym. Ciecz absorbuje ciepło z otoczenia, np. z gruntu lub wód gruntowych, i transportuje je do pompy ciepła.

Etap 2: Wykorzystanie ciepła

Pompy ciepła posiadają obieg, w którym krąży gazowy czynnik chłodniczy. W wymienniku ciepła, tzw. parowniku, dochodzi do przekazania energii środowiska z pierwszego obiegu do czynnika chłodniczego. W efekcie dochodzi do odparowania czynnika chłodniczego.

Para czynnika chłodniczego jest pobierana przez sprężarkę. Zwiększa ona poziom temperatury czynnika chłodniczego, w efekcie robi się on cieplejszy. W drugim wymienniku ciepła, czyli skraplaczu, gorący czynnik chłodniczy pod postacią gazu pod wysokim ciśnieniem jest skraplany i oddaje ciepło. Następnie skroplony czynnik chłodniczy trafia do zaworu rozprężnego. Tam ponownie zmniejszane jest jego ciśnienie, a czynnik zmienia stan skupienia na ciekły.

Etap 3: Ogrzewanie

W ogrzewanym budynku znajduje się instalacja grzewcza i zasobniki magazynujące ciepło. Najczęściej krąży w niej woda pełniąca funkcję czynnika grzewczego. Woda przejmuje ciepło, które czynnik chłodniczy oddał w skraplaczu w trakcie skraplania i kieruje go do systemu dystrybucji, takiego jak grzejniki lub ogrzewanie płaszczyznowe, do zbiornika wody grzewczej lub też ciepłej wody użytkowej [39].

Analizując literaturę dotyczącą wydajności pracy pompy ciepła można znaleźć badania koncentrujące się na analizie współczynnika wydajności COP oraz na wpływie GPC na środowisko naturalne. Chabot i Mathieu-Potvin wskazują, że gruntowe pompy ciepła mogą osiągnąć współczynniki COP w zakresie 4,5–6,0, co jest korzystne w porównaniu z tradycyjnymi systemami opartymi na paliwach kopalnych [40]. W Europie duże znaczenie ma również ograniczenie emisji dwutlenku węgla [41], co jest możliwe poprzez odpowiednie projektowanie i lokalizację instalacji GPC.

Analiza literatury pokazuje, że zwraca się uwagę na korzyści płynące z instalacji GPC w budownictwie jednorodzinnym i wielorodzinnym, szczególnie na terenach wiejskich, gdzie dostęp do tradycyjnych źródeł ciepła jest ograniczony [42]. W literaturze podkreśla się również znaczenie lokalnych uwarunkowań klimatycznych i geologicznych, które wpływają na opłacalność i efektywność GPC [43]. Europejskie badania sugerują, że rozwój technologii pomp ciepła może wspierać osiąganie unijnych celów klimatycznych, zwłaszcza w krajach Europy Północnej, gdzie sezon grzewczy jest dłuższy [44].

Poza kosztami instalacji z gruntową pompą ciepła i koniecznością dostosowania projektów do specyficznych warunków geologicznych istotnym problemem jaki się omawia w literaturze jest spadek COP pompy ciepła z czasem jej eksploatacji [5]. Z analiz literatury wynika, że spadek współczynnika wydajności (COP) gruntowych pomp ciepła po sezonie grzewczym jest wynikiem wyczerpywania się zgromadzonego w gruncie ciepła [45]. Badania pokazują, że intensywne korzystanie z GPC przez całą zimę może prowadzić do stopniowego obniżania temperatury w otaczającym je gruncie, co skutkuje mniejszą wydajnością systemu. Literatura sugeruje, że odzyskanie pełnej sprawności wymaga okresu letniego, kiedy to grunt naturalnie regeneruje swoje właściwości cieplne, co wpływa na poprawę efektywności pompy przed następnym sezonem grzewczym [46]. Spadek COP gruntowych pomp ciepła bezpośrednio przekłada się na wzrost zużycia energii elektrycznej przez sprężarki, ponieważ pompa musi intensywniej pracować, aby uzyskać tę samą ilość ciepła przy niższej wydajności [47]. Kiedy COP maleje, pompa potrzebuje więcej energii na każdą jednostkę dostarczanego ciepła, co zwiększa koszty operacyjne oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną. Długotrwałe spadki COP mogą więc obciążać sieć energetyczną, a także przyczyniać się do szybszego zużycia sprężarek, wpływając na ich żywotność i wymagania serwisowe [48]. Tabela 2 przedstawia wyniki analizy literatury w tym zakresie.

Tabela 2. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej gruntowych pomp ciepła (GPC)

Pozycja literatury	**Tematyka**	**Wnioski**
[9]	Wpływ GPC na środowisko w Europie	GPC redukują emisje CO_2 w Europie; efektywność zależy od warunków geologicznych i klimatycznych.
[5]	Integracja kolektorów słonecznych z GPC	Połączenie GPC z kolektorami słonecznymi może znacząco poprawić COP systemu w budynkach mieszkalnych.
[40]	Analiza doboru czynników chłodniczych dla pomp ciepła	Odpowiedni dobór czynnika chłodniczego może zwiększyć COP pompy ciepła do poziomu 4,5–6,0.
[42]	Integracja magazynów energii z GPC	Integracja systemów magazynowania energii z GPC poprawia ich stabilność i efektywność, zwłaszcza w okresach szczytowego zapotrzebowania.
[43]	Optymalizacja projektowania systemów GPC	Modele stochastyczne uwzględniające zmienne geologiczne zwiększają dokładność prognoz efektywności systemów GPC.
[44]	Projektowanie i modelowanie GPC w zimnym klimacie	Konieczne jest dostosowanie głębokości wymienników i projektów systemów do lokalnych warunków geologicznych i klimatycznych w celu zwiększenia efektywności.
[45]	Strefa oddziaływania cieplnego wokół GPC	Intensywne użytkowanie GPC obniża temperaturę gruntu, co skutkuje spadkiem COP; potrzebna regeneracja termiczna w okresie letnim.
[46]	Magazynowanie energii w budynkach z systemem RESHeat	Integracja magazynów energii z GPC poprawia efektywność systemu i stabilność pracy pomp ciepła w dłuższym okresie.

[48]	Analiza wskaźników COP, SCOP dla pomp ciepła	Spadek COP w czasie użytkowania prowadzi do zwiększonego zużycia energii elektrycznej i wyższych kosztów eksploatacji.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

1.3 Analiza literatury dotyczącej powietrznych pomp ciepła (PPC)

Badania potwierdzają, że efektywność energetyczna powietrznych pomp ciepła jest silnie uzależniona od warunków klimatycznych [49]. PPC wykazują wyższą efektywność w umiarkowanych i ciepłych klimatach, gdzie ich współczynnik wydajności (COP) jest znacznie wyższy niż w chłodniejszych klimatach [50]. Analiza literatury wskazuje, że przy temperaturach zewnętrznych powyżej 7°C współczynnik COP może osiągać wartość od 3,5 do 4,0, natomiast przy niższych temperaturach COP wyraźnie spada, co skutkuje wzrostem zużycia energii elektrycznej [51]. Sezonowa wydajność PPC zależy nie tylko od temperatury, ale również od wilgotności oraz liczby dni mroźnych w sezonie grzewczym [52]. Badania przeprowadzone przez Congedo i in. wykazują, że w chłodnym klimacie, takim jak w krajach północnej Europy, wydajność sezonowa PPC może spaść nawet o 30%, co obniża efektywność ekonomiczną takich systemów [53]. Dlatego też w literaturze pojawiają się zalecenia dotyczące stosowania PPC jako części hybrydowych systemów grzewczych, które współpracują z innymi źródłami ciepła, np. kotłami gazowymi, co zwiększa ich efektywność przy ekstremalnych temperaturach [54]. Wiele publikacji koncentruje się na korzyściach ekologicznych wynikających z zastosowania PPC [55]. Zastosowanie powietrznych pomp ciepła pozwala znacząco obniżyć emisję CO_2 w porównaniu do tradycyjnych systemów opartych na paliwach kopalnych [56]. Dzięki odpowiedniemu projektowaniu oraz optymalizacji systemów grzewczych, PPC mogą przyczynić się do redukcji emisji dwutlenku węgla o 30–50% w porównaniu do systemów gazowych [57]. W literaturze podkreśla się również korzyści ekonomiczne wynikające z obniżenia kosztów ogrzewania, szczególnie w regionach o dużym dostępie do odnawialnych źródeł energii [58]. Wśród głównych wyzwań związanych z powietrznymi pompami ciepła wymienia się ich zmniejszoną efektywność przy bardzo niskich temperaturach oraz ograniczenia technologiczne związane z wydajnością sprężarek[59]. Prace autorstwa Wu i in. pokazują, że nowoczesne sprężarki inwerterowe oraz rozwój

technologii zarządzania obiegiem czynnika chłodniczego mogą znacznie poprawić wydajność systemu przy niskich temperaturach [60]. Dodatkowo, literatura wskazuje na rozwój materiałów o wyższej przewodności cieplnej oraz czynniki chłodnicze o niższym potencjale tworzenia efektu cieplarnianego (GWP) jako kluczowe kierunki dalszych badań [61] [18].

Powietrzne pompy ciepła (PPC) wykorzystujące alternatywne czynniki chłodnicze, takie jak propan (R290), zyskują na znaczeniu w badaniach ze względu na niski potencjał tworzenia efektu cieplarnianego (GWP) i korzyści związane z efektywnością [15]. Tradycyjne PPC używają czynników chłodniczych, takich jak R134a, który mimo skuteczności ma wysoki GWP, co wpływa negatywnie na środowisko [62]. Zmiana na czynniki o niskim GWP, w tym propan, wynika zarówno z regulacji (jak regulacje F-Gazowe [63]), jak i konieczności ograniczenia wpływu na środowisko. Propan ma GWP wynoszący jedynie 3 [64], co stanowi wyraźny kontrast do wartości ponad 2000 dla R410A [65], przez co staje się bardziej ekologiczną opcją, która nie obniża wydajności pompy w wielu zastosowaniach, szczególnie w systemach średniotemperaturowych typowych dla budynków mieszkalnych i mniejszych budynków komercyjnych.

Badania wykazują, że pompy ciepła z propanem dobrze sprawdzają się w różnych klimatach, zapewniając niezawodną wydajność nawet w chłodniejszych regionach [15]. Możliwe jest uzyskanie temperatury przepływu do 65°C, co czyni je użytecznymi zarówno w modernizacjach istniejących systemów grzewczych, jak i w nowo budowanych instalacjach, bez konieczności znaczących modyfikacji infrastruktury grzewczej [16]. Dzięki tej elastyczności PPC z propanem mogą utrzymywać efektywność w różnych warunkach otoczenia i trybach pracy. Warto jednak zaznaczyć, że łatwopalność propanu wymaga dodatkowych środków bezpieczeństwa, takich jak kontrolowana wentylacja i monitorowanie wycieków, zwłaszcza przy instalacjach wewnętrznych [66].

Pod względem termodynamicznym pompy ciepła z propanem wykazują konkurencyjną wydajność w porównaniu z innymi czynnikami chłodniczymi [61]. Choć propan nie osiąga bardzo wysokich temperatur jak systemy z CO_2, jego efektywność operacyjna pozostaje wysoka, optymalizując zużycie energii w typowych systemach ogrzewania domowego [15]. W związku z tym PPC z propanem stają się coraz popularniejsze nie tylko ze względu na korzyści ekologiczne, ale również ze względu na efektywność operacyjną, oferując rozwiązanie, które wpisuje się w globalne cele dekarbonizacji [67]. Tabela 3 przedstawia wyniki analizy literatury z tego zakresu.

Tabela 3. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej powietrznych pomp ciepła (PPC)

Pozycja literatury	**Tematyka**	**Wnioski**
[50]	Wpływ warunków klimatycznych na wydajność PPC	PPC mają wyższą efektywność w umiarkowanych i ciepłych klimatach; przy temp. >7°C COP = 3,5–4,0, w chłodniejszych klimatach spada.
[53]	Sezonowa wydajność PPC i wpływ klimatu	W chłodnym klimacie wydajność sezonowa spada o ok. 30%, co obniża efektywność ekonomiczną.
[54]	Hybrydowe systemy grzewcze z PPC i kotłami gazowymi	Zaleca się stosowanie PPC w układach hybrydowych w celu zwiększenia efektywności przy niskich temperaturach.
[56]	Korzyści ekologiczne PPC	Zastosowanie PPC zmniejsza emisję CO_2 o 30–50% w porównaniu do systemów gazowych.
[61]	Technologiczne ulepszenia PPC	Nowoczesne sprężarki inwerterowe i zarządzanie obiegiem czynnika poprawiają wydajność przy niskich temperaturach.
[15]	PPC z propanem (R290)	Propan ma niski GWP (3), co czyni go ekologiczną alternatywą wobec tradycyjnych czynników (R410A > 2000 GWP).
[16]	Zastosowanie propanu w PPC	PPC z propanem mogą osiągać temp. zasilania 65°C, co umożliwia modernizację istniejących systemów bez dużych modyfikacji.
[18]	Projekt i charakterystyka PPC na propan	Propanowe PPC wykazują wysoką efektywność w średniotemperaturowych systemach grzewczych.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

1.4 Analiza literatury dotyczącej czynników roboczych w instalacjach z pompami ciepła

W literaturze dotyczącej czynników roboczych stosowanych w instalacjach z pompami ciepła coraz częściej porusza się temat alternatyw o niskim potencjale tworzenia efektu cieplarnianego (GWP) oraz zerowym potencjale niszczenia warstwy ozonowej (ODP) [17]. Analizy porównawcze czynników chłodniczych, takich jak propan (R290), CO_2 (R744), a także nowoczesne mieszaniny HFO (hydrofluoroolefin), zyskują na znaczeniu jako bardziej ekologiczne zamienniki syntetycznych czynników HFC, takich jak R410A czy R134a [17].

Propan (R290), cechuje się bardzo niskim GWP oraz wysoką wydajnością energetyczną. Jednak jego stosowanie wiąże się z wyzwaniami w zakresie bezpieczeństwa ze względu na jego palność. Z tego powodu badania skupiają się na rozwijaniu rozwiązań technicznych minimalizujących ryzyko wybuchu, takich jak systemy zamknięte czy tzw. układy pośrednie [68].

R744, czyli dwutlenek węgla, jest kolejnym obiecującym czynnikiem chłodniczym, zwłaszcza w klimatach umiarkowanych i chłodniejszych. Jego niski GWP oraz brak wpływu na warstwę ozonową sprawiają, że CO_2 jest preferowany w sektorze komercyjnym i przemysłowym. Jednak wyzwanie stanowi konieczność stosowania urządzeń odpornych na bardzo wysokie ciśnienia operacyjne, co wpływa na koszty instalacji i eksploatacji [69] [70].

W przypadku syntetycznych czynników o obniżonym GWP, takich jak mieszaniny HFO, badania pokazują ich efektywność oraz zgodność z aktualnymi normami bezpieczeństwa [71]. R466A i R32 to jedne z bardziej obiecujących mieszanin, choć ich wykorzystanie jest ograniczone ze względu na trudności związane z palnością oraz kosztami produkcji [72]. Z tego powodu podkreśla się konieczność dalszego rozwoju i testowania czynników chłodniczych o niskim GWP, z uwzględnieniem bezpieczeństwa eksploatacji i kosztów operacyjnych. Tabela 4 przedstawia wyniki analizy literatury z tego zakresu.

Tabela 4. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej czynników roboczych w instalacjach z pompami ciepła

Pozycja literatury	**Tematyka**	**Wnioski**
[69]	Porównanie rocznej efektywności systemów pomp ciepła z czynnikami R744 i R410A	R744 (CO_2) charakteryzuje się niskim GWP i zerowym ODP, ale wymaga urządzeń odpornych na wysokie ciśnienia, co zwiększa koszty.
[70]	Zastosowanie CO_2 jako czynnika w systemach grzewczych i chłodniczych	CO_2 jest ekologiczną alternatywą w klimatach umiarkowanych i chłodnych, ale wiąże się z wyższymi kosztami inwestycyjnymi.
[71]	Badania nad zastosowaniem czynników HFO jako zamienników HFC-134a	HFO wykazują niższy GWP i zgodność z normami bezpieczeństwa, ale wymagają dalszych testów w różnych warunkach pracy.
[72]	Ocena energetyczna i środowiskowa pomp ciepła z R32 i R466A jako zamiennikami R410A	R32 i R466A poprawiają efektywność i obniżają GWP, ale ograniczenia wynikają z palności i kosztów produkcji.
[73]	Analiza wpływu nano cieczy na COP w głębokich odwiertach gruntowych pomp ciepła	Zastosowanie nanocieczy może zwiększyć COP systemów gruntowych, ale wymaga dalszych badań dla optymalizacji technologii.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

1.5 Analiza literatury dotyczącej współczynnika efektywności pomp ciepła COP

1.5.1 Gruntowe pompy ciepła

Gruntowe pompy ciepła (GSHP) są jednym z najbardziej efektywnych systemów ogrzewania i chłodzenia, głównie dzięki stabilnym temperaturom gruntu w ciągu roku [73]. Współczynnik efektywności (COP), definiowany jako stosunek dostarczonej energii cieplnej do zużytej energii elektrycznej, jest kluczowym wskaźnikiem oceny ich wydajności [74].

Literatura wskazuje, że wartość COP w systemach GSHP zależy od następujących czynników:

- Stabilności temperaturowej gruntu – wyższa stabilność temperaturowa poprawia wydajność systemu, zwłaszcza w długoterminowym użytkowaniu [75].
- Rodzaju wymiennika gruntowego – efektywność wymienników pionowych jest wyższa w porównaniu z wymiennikami poziomymi, zwłaszcza w regionach o ograniczonej powierzchni gruntu, ale wiąże się to z większymi kosztami instalacyjnymi [76].
- Gęstości i przewodności cieplnej gruntu – gleby o wyższej przewodności cieplnej umożliwiają lepszy transfer ciepła, co bezpośrednio wpływa na COP [77].

Badania pokazują, że COP gruntowych pomp ciepła może ulegać zmianom w trakcie sezonu grzewczego. Na początku sezonu COP jest wyższe dzięki niezakłóconej temperaturze gruntu. W miarę eksploatacji może jednak wystąpić efekt "wychłodzenia" gruntu, co prowadzi do obniżenia efektywności [78]. Konfiguracja systemu, w tym właściwy dobór pompy, wymiennika i długości rur, ma krytyczne znaczenie dla utrzymania wysokiego COP [79]. Niedoszacowanie wielkości wymiennika gruntowego może prowadzić do długoterminowego obniżenia wydajności [80]. Literatura wskazuje na znaczenie zaawansowanych modeli matematycznych w optymalizacji COP gruntowych pomp ciepła. Modele te uwzględniają właściwości termiczne gruntu, efektywność sprężarki i dynamikę wymiennika gruntowego [81]. Praktyczne zastosowania GPC wykazały wysoką efektywność energetyczną, z COP na poziomie od 3,5 do 5,5, w zależności od lokalnych warunków klimatycznych i właściwości systemu [82]. Zalecane jest, aby w regionach o ekstremalnych temperaturach gruntu, stosować hybrydowe systemy z dodatkowym źródłem ciepła.

1.5.2 Powietrzne pompy ciepła

Obecny stan wiedzy na temat współczynnika efektywności (COP) powietrznych pomp ciepła (PPC) koncentruje się na wpływie różnych czynników operacyjnych i środowiskowych na wydajność tych urządzeń [6]. Jednym z najbardziej istotnych czynników wpływających na COP jest temperatura zewnętrzna [83]. Badania wykazały, że COP spada wraz z obniżaniem się temperatury otoczenia, co wynika z trudności w pozyskiwaniu ciepła z zimnego powietrza. Dla urządzeń działających w klimatach umiarkowanych i chłodnych, średnie sezonowe COP wynosi od 2,4 do 3,3, w zależności od konstrukcji systemu i jego warunków pracy [84]. Rola obciążenia termicznego, czyli poziomu zapotrzebowania na ciepło w budynku, jest również kluczowa. Badania w warunkach laboratoryjnych wykazały, że przy częściowych obciążeniach COP może być znacznie wyższy niż przy pełnym obciążeniu. Wynika to z bardziej efektywnej pracy sprężarek o zmiennej prędkości, które są w stanie dostosować swoją wydajność do aktualnego zapotrzebowania na ciepło [85].

Wyzwania technologiczne

- Wydajność w niskich temperaturach zewnętrznych

Powietrzne pompy ciepła pobierają ciepło z powietrza zewnętrznego, co sprawia, że ich efektywność spada wraz z obniżaniem się temperatury otoczenia. W ekstremalnie niskich temperaturach może to prowadzić do znacznego obniżenia współczynnika wydajności (COP) oraz zwiększenia zużycia energii elektrycznej. Badania wskazują, że w takich warunkach konieczne jest stosowanie dodatkowych źródeł ciepła lub zaawansowanych technologii, takich jak inwertery o zmiennej wydajności, aby utrzymać efektywność systemu [86].

- Oblodzenie wymienników ciepła

W warunkach wysokiej wilgotności i niskich temperatur na wymiennikach ciepła PPC może dochodzić do tworzenia się szronu lub lodu, co obniża efektywność wymiany ciepła. Procesy odszraniania zużywają dodatkową energię i mogą skracać żywotność urządzeń. Badania koncentrują się na opracowaniu bardziej efektywnych metod odszraniania oraz materiałów o właściwościach antyoblodzeniowych [87].

- Wybór i wpływ czynników chłodniczych

Tradycyjne czynniki chłodnicze stosowane w APC mogą mieć negatywny wpływ na środowisko, zwłaszcza w kontekście potencjału tworzenia efektu cieplarnianego (GWP). Aktualne badania skupiają się na poszukiwaniu ekologicznych alternatyw, takich jak

czynniki o niskim GWP, które jednocześnie zapewniają wysoką efektywność energetyczną systemów [15], [88]. Tabela 5 przedstawia wyniki analizy literatury w tym zakresie.

Tabela 5. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej współczynnika efektywności pomp ciepła COP

Pozycja literatury	**Typ pompy**	**Tematyka**	**Wnioski**
[76]	GPC	Nowe projekty wymienników gruntowych	Zwiększenie transferu ciepła w wymiennikach gruntowych poprawia COP.
[77]	GPC	Analiza GSHP z magazynowaniem ciepła sezonowego	Hybrydowe systemy GPC z magazynowaniem zwiększają efektywność całoroczną.
[78]	GPC	System GPC z integracją kolektorów PV/T	Integracja z PV/T poprawia COP i bilans energetyczny.
[79]	GPC	Konfiguracja systemów z GPC i magazynowaniem energii	Optymalizacja układów poprawia efektywność i stabilność COP.
[80]	GPC	Monitoring i symulacja GPC	Regeneracja gruntu i właściwa konfiguracja wymiennika krytyczne dla COP.
[81]	GPC	Optymalizacja średniogłębokich GPC	Dobór pompy i sterowania kluczowy dla efektywności.
[82]	GPC	GPC wspomagane panelami solarnymi	PV wspiera osiągnięcie budynków zeroenergetycznych.
[83]	PPC+ GPC	Analiza ASHP z wymiennikiem gruntowym	Połączenie ASHP z EAHX poprawia efektywność w różnych klimatach.
[84]	PPC	Ocena regionalnej wydajności ASHP	Wydajność ASHP różni się w zależności od klimatu, opracowano metody oceny.

[85]	PPC	Zwiększenie efektywności przy częściowym obciążeniu	Sprężarki inwerterowe znacząco poprawiają COP przy częściowym obciążeniu.
[86]	PPC	ASHP w audytach energetycznych	Średni COP w klimacie umiarkowanym wynosi 2,4–3,3.
[87]	PPC	Zjawisko szronienia w ASHP	Potrzeba efektywnych metod odszraniania w celu utrzymania COP.
[88]	PPC	Integracja ASHP z systemem PV/T i zbiornikiem PCM	Zwiększa stabilność i efektywność energetyczną ASHP.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

1.6 Analiza literatury dotyczącej paneli fotowoltaicznych PV oraz paneli PV/T

1.6.1 Panele fotowoltaiczne (PV)

Panele fotowoltaiczne są jednym z najpopularniejszych źródeł energii odnawialnej, które znajdują zastosowanie w szerokim zakresie od budynków mieszkalnych po instalacje przemysłowe [3]. Główne zalety tej technologii to:

- produkcja czystej energii – panele PV redukują emisję gazów cieplarnianych, co wspiera cele zrównoważonego rozwoju [89];
- uniwersalność instalacji – mogą być montowane na dachach budynków, ziemi oraz na wodzie [90];
- spadek kosztów technologii – ceny paneli PV stale maleją, zwiększając ich opłacalność ekonomiczną [91].

Jednakże, istnieją również wyzwania w użytkowaniu takie jak:

- spadek efektywności w wysokich temperaturach – wydajność energetyczna paneli maleje wraz ze wzrostem temperatury roboczej, co ogranicza ich efektywność w gorących klimatach [92];
- zarządzanie odpadami – recykling zużytych paneli staje się istotnym problemem środowiskowym ze względu na rosnącą ilość odpadów [93];

- problemy techniczne i finansowe – strukturalne wymagania dachów, koszty instalacji oraz ograniczona dostępność przestrzeni montażowej w gęsto zabudowanych obszarach wpływają na tempo wdrażania tej technologii [94].

1.6.2 Panele PV/T (fotowoltaiczno-termiczne)

Panele PV/T łączą funkcje produkcji energii elektrycznej i ciepła, co pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie energii słonecznej. Zalety tej technologii obejmują:

- Wyższą efektywność całkowitą – panele PV/T osiągają do 81% efektywności w korzystnych warunkach, łącząc konwersję energii elektrycznej i cieplnej [85].
- Redukcję strat ciepła – dzięki wykorzystaniu nadmiaru ciepła z paneli PV, system PV/T zmniejsza problem przegrzewania paneli, co pozytywnie wpływa na ich wydajność [89];
- Zastosowanie sezonowe – w systemach PV/T stosuje się różne czynniki chłodnicze, takie jak woda, nanociecze czy materiały zmiennofazowe (PCM), które wspierają przechowywanie energii cieplnej [95].

Jednak systemy PV/T mierzą się również z wyzwaniami takimi jak:

- Koszty instalacji – zintegrowane systemy PV/T są bardziej kosztowne w porównaniu do standardowych paneli PV [96];
- Skomplikowana konstrukcja – konieczność integracji systemów cieplnych i elektrycznych wymaga bardziej złożonego projektu [97].

1.6.3 Wpływ pogody na wydajność paneli fotowoltaicznych (PV) i fotowoltaiczno-termicznych (PVT)

Panele fotowoltaiczne (PV)

- Temperatura – panele PV tracą wydajność w wysokich temperaturach z powodu wzrostu rezystancji materiałów półprzewodnikowych. Zwykle wydajność spada o 0,4–0,5% na każdy stopień powyżej temperatury nominalnej (ok. 25°C) [89]
- Nasłonecznienie – wydajność PV jest wprost proporcjonalna do intensywności światła słonecznego. W pochmurne dni efektywność może spaść o 10–30% [98].
- Opady i zabrudzenia – opady deszczu mogą pomóc w oczyszczeniu paneli z pyłu i brudu, co zwiększa wydajność. Jednak długotrwałe zaleganie śniegu może całkowicie uniemożliwić generowanie energii [98], [99].

Panele PV/T

- Temperatura otoczenia – systemy PV/T charakteryzują się lepszym chłodzeniem modułów PV dzięki obiegu cieczy, co pozwala na utrzymanie wyższej wydajności elektrycznej nawet w wyższej temperaturze. Efektywność cieplna jednak spada w niższej temperaturze, ze względu na zwiększone straty ciepła do otoczenia [100], [101].
- Przepływ powietrza i wilgotność – wilgotność powietrza zwiększa wydajność cieplną PV/T, ale ogranicza wydajność elektryczną z powodu rozpraszania światła [102].
- Opady atmosferyczne – śnieg może ograniczyć wydajność zarówno PV, jak i części cieplnej PV/T, ale obecność obiegu cieczy w panelach PV/T umożliwia szybsze roztapianie śniegu, co skraca czas przestoju [103].

Tabela 6 przedstawia wiodące wyniki analizy literatury w tym zakresie.

Tabela 6. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej paneli fotowoltaicznych PV oraz paneli PV/T

Pozycja literatury	**Rodzaj panelu**	**Tematyka**	**Wnioski**
[90]	PV	Optymalne projektowanie systemów PV w budynkach	Integracja PV poprawia efektywność energetyczną budynków; opłacalność zależy od kosztów instalacji i warunków nasłonecznienia.
[91]	PV	Analiza kosztów i wpływu środowiskowego PV w Polsce	Dostosowanie konstrukcji montażowej wpływa na ekonomiczność; redukcja kosztów PV zwiększa opłacalność systemów w gospodarstwach domowych.
[92]	PV	Wpływ temperatury na wydajność ogniw PV	Wydajność PV spada o ok. 0,4–0,5% na każdy °C powyżej 25°C; problem szczególnie istotny w gorących klimatach.

[93]	PV	Recykling paneli PV	Zarządzanie odpadami PV staje się kluczowym wyzwaniem ekologicznym; potrzebne technologie recyklingu dla rosnącej liczby zużytych paneli.
[94]	PV	Zarządzanie problemami technologicznymi i środowiskowymi PV	Problemy techniczne (konstrukcja, przestrzeń montażowa) i ekonomiczne ograniczają rozwój PV; potrzebne strategie adaptacji w obszarach miejskich.
[95]	PV/T	Projekt systemu hybrydowego PV/T z czynnikami chłodniczymi	Integracja PV/T z chłodzeniem sprężarkowym zwiększa wydajność energetyczną; możliwość zastosowania ekologicznych czynników chłodniczych.
[96]	PV/T	Analiza wydajności i kosztów PV/T z zastosowaniem nanocieczy i CPC	Panele PV/T z nanocieczami i CPC zwiększają efektywność cieplną i elektryczną; jednak rosną koszty systemów w porównaniu do PV.
[97]	PV/T	Przegląd technologii PV/T w zastosowaniach domowych	Systemy PV/T mają potencjał dla domów, ale ich rozwój hamuje wysoki koszt instalacji i większa złożoność konstrukcyjna.
[98]	PV & PV/T	Obecne trendy i przyszłość systemów PV i PV/T	Integracja PV/T jest stale się rozwija, ale wymaga obniżenia kosztów i uproszczenia instalacji dla szerszego wdrożenia.

[99]	PV	Badania nad chłodzeniem i samooczyszczaniem PV	Aktywne chłodzenie PV zwiększa sprawność w warunkach wysokiej temperatury; samooczyszczanie poprawia efektywność w środowiskach zapylonych.
[100]	PV/T	Przegląd systemów PV/T opartych na powietrzu	PV/T z chłodzeniem powietrznym zmniejszają przegrzewanie, ale są mniej wydajne cieplnie w zimnym klimacie; wyzwanie stanowi optymalizacja izolacji.
[101]	PV/T	Modelowanie wymiany ciepła w kolektorach PV/T z absorbery z rur karbowanych	Ulepszona konstrukcja PV/T poprawia wydajność cieplną; modele AI mogą przewidywać sprawność w różnych warunkach.
[102]	PV/T	Analiza dynamiczna systemu CCHP zintegrowanego z PV/T w klimacie suchym	Zintegrowane systemy PV/T poprawiają elastyczność dostaw energii w budynkach; duże znaczenie mają warunki klimatyczne.
[103]	PV & PV/T	Przegląd technologii chłodzenia PV i PV/T	Chłodzenie aktywne i pasywne zwiększa sprawność PV i PV/T; wilgotność powietrza wpływa korzystnie na efektywność cieplną, ale zmniejsza wydajność elektryczną.

[104]	PV/T	Magazynowanie energii w systemach PV i PV/T	Integracja PV/T z magazynowaniem energii cieplnej zwiększa opłacalność; rośnie rola materiałów zmiennofazowych (PCM).

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

1.7 Analiza literatury dotyczącej magazynów energii

Magazyny energii są ważnym elementem umożliwiającym efektywne wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, takich jak energia słoneczna i wiatrowa, które cechują się nieregularnością produkcji [10].

Zalety magazynów energii:

- Stabilizacja sieci energetycznych – magazyny energii pozwalają na przechowywanie nadwyżek energii wytwarzanej w okresach szczytowej produkcji (np. słoneczne dni) i jej wykorzystanie w czasie niskiej produkcji, co zwiększa stabilność systemu energetycznego [8].
- Redukcja emisji gazów cieplarnianych – dzięki integracji z OZE, magazyny energii przyczyniają się do zmniejszenia zależności od paliw kopalnych, wspierając cele neutralności klimatycznej [104].
- Poprawa elastyczności systemu energetycznego – magazyny umożliwiają dynamiczne dostosowanie podaży energii do zmiennego zapotrzebowania, co ma kluczowe znaczenie w nowoczesnych systemach energetycznych [10].

Wady magazynów energii:

- Koszty – wysoki koszt inwestycji, szczególnie w zaawansowane technologie baterii (np. litowo-jonowe), jest jednym z największych ograniczeń ich wdrażania [105].
- Ograniczenia technologiczne – problemy związane z wydajnością baterii, ich żywotnością oraz trudnościami w recyklingu materiałów są istotnym wyzwaniem dla sektora [105].

  Konsekwencje środowiskowe– produkcja i utylizacja baterii wiąże się z emisją zanieczyszczeń oraz zużyciem rzadkich surowców, co może prowadzić do lokalnych problemów środowiskowych [7].

Problemy użytkowe:

- Efektywność systemu – wydajność magazynowania energii zależy od zastosowanej technologii. Na przykład, baterie litowo-jonowe charakteryzują się wysoką gęstością energii, ale mają ograniczenia w kontekście temperatury i cyklu życia [106].
- Integracja z siecią – połączenie magazynów energii z istniejącą infrastrukturą sieciową wymaga modernizacji systemów przesyłowych oraz inteligentnego zarządzania energią [107].
- Problemy skalowalności – duże systemy magazynowania wymagają znacznych nakładów infrastrukturalnych i odpowiednich warunków geograficznych [107].

Magazyny energii stanowią kluczowy element transformacji energetycznej, ale ich pełny potencjał wymaga pokonania barier ekonomicznych, technologicznych i środowiskowych. W literaturze naukowej podkreśla się znaczenie dalszego rozwoju technologii oraz integracji z politykami wspierającymi ich wdrażanie. Tabela 7 przedstawia wyniki analizy literatury w tym zakresie.

Tabela 7. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej magazynów energii

Pozycja literatury	**Tematyka**	**Wnioski**
[8]	Stabilizacja sieci z wykorzystaniem hybrydowych magazynów	Magazyny energii stabilizują sieć, umożliwiają wykorzystanie nadwyżek energii
[10]	Magazyny sprężonego powietrza, integracja z OZE	Magazyny poprawiają elastyczność systemu, umożliwiają bilansowanie podaży i popytu
[104]	Przegląd technologii magazynowania energii	Magazyny są kluczowe dla integracji OZE; potrzebny jest rozwój technologii i wsparcie regulacyjne
[105]	Analiza kosztów cyklu życia magazynów energii	Redukcja emisji CO_2, ale wysokie koszty inwestycji
[106]	Baterie litowo-jonowe w magazynach energii	Problemy: wysoki koszt, ograniczona żywotność, trudności w recyklingu

[107]	Wyzwania dla baterii litowo-jonowych	Wysoka gęstość energii, ale ograniczenia w zakresie temperatury i cyklu życia

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

1.8 Analiza literatury dotyczącej oceny energetycznej i efektywności instalacji wykorzystujących różne technologie OZE

W ostatnich latach obserwuje się rosnące zainteresowanie kompleksową analizą energetyczną i efektywnościową instalacji hybrydowych, integrujących różne technologie odnawialnych źródeł energii oraz systemy magazynowania. Autorzy poszczególnych prac podejmują to zagadnienie w odmienny sposób – poprzez badania eksperymentalne, symulacje numeryczne, analizy termodynamiczne czy ujęcia cyklu życia.

Pater przeprowadził wieloletnie pomiary terenowe w budynku jednorodzinnym w którym zastosowano system hybrydowy z gruntową pompą ciepła, pasywnym chłodzeniem, kolektorami słonecznymi, kotłem na biomasę i kotłem gazowym. W badaniu wykorzystano oprogramowanie PURMO OZC do obliczeń obciążeń cieplnych [108].

Vallati i in. skupili się na analizie energetycznej systemu złożonego z pompy ciepła, kolektora PVT oraz zasobnika ciepła. Zgodnie z opisem w streszczeniu, zastosowali metody bilansowe do oceny efektywności i stopnia pokrycia zapotrzebowania energetycznego przez źródła odnawialne. Wskazano na potencjał integracji PVT i HP w poprawie wydajności systemu [109].

Ocłoń i in. prezentują system RESHeat — zintegrowany system energetyczny oparty wyłącznie na odnawialnych źródłach energii, przeznaczony do budynków wielorodzinnych. W systemie zastosowano panele fotowoltaiczne (PV), moduły fotowoltaiczno-termiczne (PV-T), pompy ciepła oraz sezonowe magazynowanie energii cieplnej. Instalacja demonstracyjna w Krakowie dostarcza do 70% energii potrzebnej do ogrzewania i chłodzenia budynku. Głównym celem jest zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych przy zachowaniu wysokiej efektywności energetycznej oraz możliwości komercjalizacji i skalowania rozwiązania [110].

Ceran i in. badają potencjał instalacji fotowoltaicznych w budynkach biurowych w Polsce jako elementu integracji OZE z krajowym systemem elektroenergetycznym. Autorzy przeprowadzili analizy różnych wariantów orientacji i nachylenia paneli PV. Wyniki pokazują, że systemy PV o mocy 600–800 kWp są optymalne dla pojedynczych

biurowców, zapewniając nie tylko redukcję kosztów energii elektrycznej, ale także ograniczenie zapotrzebowania na moc w godzinach szczytu. W skali ogólnokrajowej wykazano, że wdrożenie instalacji PV o łącznej mocy 273,75 MWp w biurach mogłoby zmniejszyć obciążenie sieci o 200 MW w miesiącach letnich, co nie tylko poprawia stabilność systemu, lecz również wydłuża żywotność infrastruktury przesyłowej. Badanie to potwierdza, że instalacje PV w budynkach komercyjnych stanowią realny element wsparcia transformacji energetycznej i integracji OZE z siecią [111].

AlShafi i Bicer przeprowadzili analizy energetyczne i egzergetyczne różnych technologii magazynowania. Dzięki obliczeniom efektywności energetycznych, sprawności egzergetycznych oraz analizie miejsc powstawania strat uzyskali porównywalny obraz technologii w kontekście ich potencjału [112].

Zhao i in. badali zintegrowany morski system energetyczny łączący OTEC, magazyny energii i produkcję paliw syntetycznych, stosując optymalizację wielokryterialną. Analiza uwzględniała jednocześnie minimalizację kosztów i strat (curtailment) oraz maksymalizację wykorzystania zasobów odnawialnych. Uzyskano ograniczenie strat do około 4% przy zachowaniu wysokiej efektywności [113].

Mohanty i in. (2024) zaproponowali algorytm Transit Search Optimization (TSO) do optymalnego rozmieszczenia źródeł OZE i magazynów energii w sieciach elektroenergetycznych. Badania dowodzą, że podejście optymalizacyjne umożliwia zwiększenie niezawodności i redukcję kosztów [114].

Roman i in. analizują hybrydową instalację OZE przeznaczoną dla odbiorcy przemysłowego, opartą na fotowoltaice, turbinach wiatrowych i magazynach energii. System uzupełniono o zgazowanie odpadów komunalnych, którego produkt zasila silnik gazowy – rozwiązanie to zwiększało stabilność i niezależność instalacji. Autorzy modelowali układ w programie Ebsilon Professional, co pozwoliło odwzorować przepływy energii elektrycznej i cieplnej, a także optymalizować pracę poszczególnych komponentów.

Symulacje obejmowały bilanse energetyczne i przepływy w poszczególnych modułach (PV, wiatr, magazyny, gazogenerator), z uwzględnieniem sezonowych profili produkcji oraz zapotrzebowania przemysłowego [115]. Tabela 8 przedstawia wyniki analizy literatury w tym zakresie.

Tabela 8. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury oceny energetycznej i efektywnościowej instalacji wykorzystujących różne technologie OZE

Pozycja literatury	**Tematyka**	**Wnioski**
[108]	Analiza wydajności instalacji hybrydowej (GPP + kolektory słoneczne + kocioł biomasy + kocioł gazowy); pomiary eksploatacyjne, PURMO OZC, system DigiENERGY	Wysoka sprawność sezonowa; istotny udział OZE; system sterowania kluczowy dla efektywności
[109]	Analiza energetyczna układu HP + PVT + magazyn ciepła	Wysoki potencjał integracji PV/T z pompą ciepła;
[110]	System hybrydowy RESHeat – integracja PV, PV/T, pompy ciepła i sezonowego magazynowania ciepła w budynku wielorodzinnym	System daje do 70 % pokrycia zapotrzebowania na ogrzewanie i chłodzenie; ogranicza emisje; rozwiązanie energooszczędne, skalowalne i gotowe do komercjalizacji
[111]	Analiza potencjału PV w biurach w Polsce do redukcji obciążenia szczytowego i poprawy stabilności sieci	Systemy PV o mocy 600–800 kWp w pojedynczych biurowcach obniżają koszty energii i zapotrzebowanie na moc w godzinach szczytu; w skali kraju 273,75 MWp w biurach mogłoby zmniejszyć obciążenie sieci o 200 MW i wydłużyć żywotność transformatorów o 36%
[112]	Analiza energetyczna i egzergetyczna systemów magazynowania (PHES, CAES, baterie, H_2, NH_3, solne)	Określono sprawności i miejsca strat; brak analizy dynamicznej i aspektów operacyjnych

[113]	Optymalizacja wielokryterialna (koszt, curtailment, efektywność) dla morskiego systemu OZE (OTEC + magazyny + paliwa syntetyczne)	Redukcja strat energii do ok. 4%; potencjał integracji i poprawy efektywności całego systemu
[115]	Modelowanie w Ebsilon Professional hybrydowej instalacji OZE (PV, wiatr, magazyny energii, zgazowanie odpadów)	Instalacja osiąga pokrycie zapotrzebowania 94–99,5%; zgazowanie stabilizuje system, ale podnosi CAPEX i emisje CO_2; czas zwrotu ok. 5 lat; Ebsilon Professional umożliwił bilansowanie przepływów i analizę opłacalności

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

1.9 Analiza literatury dotyczącej analiz środowiskowych i oceny cyklu życia (LCA) instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii

W ostatnich latach obserwuje się rosnące zainteresowanie kompleksową analizą środowiskową i oceną cyklu życia (LCA) systemów grzewczych, w tym pomp ciepła oraz instalacji hybrydowych. Badania te obejmują zarówno studia przypadków, jak i analizy porównawcze, przeglądy metodologiczne czy modele hybrydowe, a także integrację pomp ciepła z odnawialnymi źródłami energii.

Lelek i in. dokonują oceny środowiskowej prognozowanej struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce do 2030 roku z wykorzystaniem metody LCA. Analizy przeprowadzono w programie SimaPro metodą Impact 2002+, Wyniki pokazują, że planowana redukcja udziału węgla oraz wzrost udziału gazu, OZE i energetyki jądrowej pozwolą ograniczyć emisje gazów cieplarnianych i poprawić wskaźniki środowiskowe [116].

Pan i in. badają środowiskowe skutki prototypowych układów słonecznych CCHP opartych na technologii RESHeat w ujęciu porównawczej analizy cyklu życia. Autorzy raportują miesięczne i roczne profile oddziaływań, porównanie z kotłem gazowym i innymi systemami CCHP oraz istotny wpływ scenariuszy końca życia (ponowne użycie metali),

który zmniejsza niedobór zasobów mineralnych o ok. 39% i 32%. Wobec kotła gazowego wykazują ponad 60% redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz zużycia zasobów kopalnych, akcentując przy tym znaczenie standaryzacji jednostki funkcjonalnej [117].

Olczak i in. przeprowadzili analizę środowiskową i ekonomiczną mikroinstalacji fotowoltaicznych w Polsce w zakresie mocy od 2 do 10 kWp. Badanie obejmuje ocenę efektywności środowiskowej (z wykorzystaniem analizy cyklu życia – LCA) oraz analizę ekonomiczną w formie przepływów pieniężnych. Autorzy po raz pierwszy w Polsce powiązali wielkość instalacji z poziomem emisji CO_2 i innych zanieczyszczeń, wskazując na efekt skali w montażu oraz produktywności. Wyniki pokazują, że najbardziej korzystnym środowiskowo wariantem jest instalacja o mocy 10 kWp. Ponadto wykazano, że masowe wdrożenie mikroinstalacji znacząco obniża ślad węglowy oraz emisje pyłów, tlenków azotu i dwutlenku siarki w warunkach polskiej energetyki [118].

Aridi i in. dokonują przeglądu analiz cyklu życia pomp ciepła w budynkach mieszkalnych, wskazując na niespójności metodologiczne dotyczące doboru jednostki funkcjonalnej, czynników chłodniczych i scenariuszy wycieków, miksu elektroenergetycznego oraz wskaźników oceny wpływu środowiskowego. Autorzy podkreślają konieczność harmonizacji procedur i ujednolicenia metodyki, by wyniki ocen cyklu życia mogły wspierać procesy decyzyjne [119].

Hagenaars i in. proponują uporządkowanie i ocenę hybrydowych metod oceny cyklu życia, łączących podejście procesowe z analizą nakładów-wyników. Omawiają zalety domykania luk danych, ale wskazują też na problemy liniowości, błąd obcięcia w analizach procesowych, pomijanie dóbr kapitałowych oraz niepewności cenowe. Wskazują na potencjał hybrydowych metod w połączeniu z optymalizacją wielokryterialną oraz konieczność tworzenia zestandaryzowanych baz danych materiałowych [120].

Naumann, Schropp i Gaderer analizują pompy ciepła powietrze–woda w porównaniu z kotłem kondensacyjnym w nowych budynkach jednorodzinnych. Dane inwentarzowe fazy użytkowania pozyskano z symulacji energetycznej. Wyniki pokazują, że w 8 z 11 kategorii lepiej wypada kocioł, jednak intensywność emisji dwutlenku węgla jest niższa dla pomp ciepła. Co istotne, zastosowanie podejścia konsekwencyjnego obniża ślad pomp ciepła średnio o około 46%, co uwidacznia wpływ wyboru analizy cyklu życia na końcowe wnioski [121].

Koohi-Fayegh (2025) przedstawia przegląd analiz cyklu życia gruntowych pomp ciepła, wskazując, że dominujący wpływ środowiskowy pochodzi z fazy eksploatacji i zależy głównie od miksu elektroenergetycznego. Autor podkreśla znaczenie dekarbonizacji

sieci oraz konieczność ujednolicenia granic systemu (w tym odwiertów, materiałów i bilansu gruntu) w analizach [122].

Saoud, Harajli i Manneh analizowali cyklu życia pompy ciepła powietrze–woda do przygotowania ciepłej wody użytkowej w Libanie, porównując ją z płaskim kolektorem słonecznym i elektrycznym podgrzewaczem. Analizę przeprowadzono w programie SimaPro z zastosowaniem metody IMPACT 2002+ (jednostka funkcjonalna: 416 100 litrów podgrzanej wody). Wskazano główne źródła obciążeń: miedź (6 z 15 kategorii), czynnik chłodniczy (90% potencjału niszczenia warstwy ozonowej) oraz dominującą fazę eksploatacyjną. Wyniki potwierdzają, że pompa ciepła pozwala znacząco obniżyć emisje CO_2 w porównaniu z alternatywami [123].

Śliwińska i Czaplicka-Kolarz omawiają metodologię analizy cyklu życia w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii, podkreślając znaczenie wskaźników takich jak skumulowane nakłady energii, wskaźnik zwrotu energii, skorygowany zwrot energii czy analiza wejść-wyjść. Zwracają uwagę, że większość oddziaływań w cyklu życia technologii odnawialnych powstaje poza fazą eksploatacji, a wyniki są wrażliwe na przyjęte granice systemu i pomijane obciążenia specyficzne [124].

Herrando i in. wykonują pełną analizę cyklu życia systemu skojarzonego chłodzenia, ogrzewania i produkcji energii elektrycznej (kolektory PV-T + odwracalna pompa ciepła + zasobniki), stosując metody ReCiPe 2016 oraz IPCC dla potencjału globalnego ocieplenia. Wykazują, że system hybrydowy generuje o połowę mniejsze oddziaływania niż scenariusz oparty na energii sieciowej, a przewagi utrzymują się nawet w warunkach niskiego nasłonecznienia i zdekarbonizowanej sieci [125].

Le Roux i in. łączą symulację dynamiczną układu pompy ciepła wspomaganej energią słoneczną z magazynem ciepła w postaci materiałów zmiennofazowych z oceną środowiskową fazy użytkowania i analizą wielokryterialną. Wybrana konfiguracja obniża zużycie energii nawet dziewięciokrotnie względem wariantu konwencjonalnego i redukuje ślad ekologiczny o ponad 75%. Autorzy podkreślają konieczność rozszerzenia analizy do pełnego cyklu życia obejmującego fazy wytwarzania i końca eksploatacji [126].

Masternak i in. analizują pompy ciepła powietrze–woda w budynkach mieszkalnych w 18 krajach Europy w podejściu analizy cyklu życia. Autorzy pokazują, że przy ogrzewaniu i chłodzeniu zastosowanie propanu (R290) zamiast czynnika R32 znacząco redukuje oddziaływanie na klimat i zubożenie warstwy ozonowej. Wyniki silnie zależą od miksu elektroenergetycznego, ale systematycznie wskazują na przewagę propanu

w scenariuszach mieszkaniowych [127]. Tabela 9 przedstawia wyniki analizy literatury w tym zakresie.

Tabela 9. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury analiz środowiskowych i cyklu życia (LCA) instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii

Pozycja literatury	**Tematyka**	**Wnioski**
[116]	LCA prognozowanej struktury wytwarzania energii w Polsce do 2030 r.	Odejście od węgla na rzecz OZE, gazu i atomu poprawi bilans środowiskowy
[117]	Comparative LCA systemów solar CCHP (RESHeat)	Redukcja GWP >60% względem kotła gazowego; znaczący wpływ recyklingu metali na obniżenie niedoboru zasobów
[118]	Analiza środowiskowa (LCA) i ekonomiczna (przepływy pieniężne) mikroinstalacji PV w Polsce (2–10 kWp)	Instalacje 10 kWp najkorzystniejsze środowiskowo, natomiast 2 kWp najbardziej opłacalne ekonomicznie; masowe wdrożenie zmniejsza ślad węglowy i emisje pyłów, NO_x oraz SO_2 w polskim miksie energetycznym
[119]	Przegląd LCA pomp ciepła w budynkach mieszkalnych	Zidentyfikowano niespójności (FU, czynniki, miks energii); postulat harmonizacji metodologii
[120]	Hybrydowe metody LCA (PLCA + EEIOA)	Uzupełnianie braków danych możliwe, ale występują problemy z liniowością i nieuwzględnianiem dóbr kapitałowych; rekomendacja dalszej standaryzacji
[121]	Porównanie attributional I consequential LCA: ASHP vs kocioł gazowy	Ślad ASHP obniża się średnio o ~46%; pokazano wpływ wyboru paradygmatu LCA

[122]	Przegląd LCA gruntowych pomp ciepła	Największe obciążenia w fazie użytkowania, zależne od miksu energetycznego; potrzeba ujednolicenia granic systemu
[123]	Cradle-to-grave LCA ASHP do c.w.u. w Libanie	Hot spoty: miedź i czynnik chłodniczy; ASHP znacząco obniża emisje CO_2 względem alternatyw
[124]	Przegląd metod LCA dla OZE	Wskazano na znaczenie granic systemu i wskaźników; większość obciążeń poza fazą eksploatacji
[125]	Cradle-to-grave LCA systemu S-CCHP (PV-T + HP + LTES)	System o połowę mniej obciążający niż wariant sieciowy; przewagi utrzymują się także przy niskim nasłonecznieniu
[126]	Symulacja SAHP + PCM + LCA fazy użytkowania (MCDM)	Redukcja zużycia energii do 9-krotnej i śladu ekologicznego >75% względem konwencjonalnych systemów
[127]	Analiza porównawcza LCA ASHP w budynkach (18 krajów) – R32 vs R290	R290 znacząco redukuje GWP i ODP w stosunku do R32; wyniki zależne od miksu elektroenergetycznego

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

1.10 Analiza literatury dotyczącej oceny ekonomicznej i opłacalności instalacji hybrydowych z pompami ciepła i innymi technologiami OZE

W literaturze coraz częściej analizuje się ekonomiczne aspekty integracji pomp ciepła z odnawialnymi źródłami energii (OZE), wykorzystując zarówno modele symulacyjne, jak i studia przypadków.

Ma i in. wykorzystują model matematyczny i analizę termodynamiczną oraz ekonomiczną rozszerzoną o optymalizację wielokryterialną. Oceniają efektywność

energetyczną, egzergetyczną i wskaźniki ekonomiczne, wskazując na korzyści stosowania czynników niskotemperaturowych oraz konieczność poprawy pracy wymienników ciepła [128].

Kozłowska i in. analizują ekonomikę i efektywność energetyczną powietrznej pompy ciepła do c.w.u. w warunkach laboratoryjnych. Uwzględniają także wariant, w którym pompa zasilana jest instalacją fotowoltaiczną, pokazując skrócenie czasu przygotowania ciepłej wody i oszczędności kosztowe dzięki wykorzystaniu PV [129].

Grudzińska prowadzi analizę techniczno-ekonomiczną porównawczą dla domu jednorodzinnego w Warszawie. Porównuje koszty inwestycyjne i eksploatacyjne kotła gazowego, sprężarkowej pompy ciepła zasilanej energią z PV oraz turbiny wiatrowej o pionowej osi. Do obliczeń cieplnych użyto programu Audytor OZC, co umożliwiło ocenę opłacalności inwestycji w różne technologie OZE [130].

Pająk i Tomaszewska porównują efekty energetyczne, ekologiczne i ekonomiczne zastosowania pomp ciepła woda/woda i solanka/woda w domach jednorodzinnych w Polsce. Analiza wykazała, że wariant z wodą gruntową generuje o 12% niższe zapotrzebowanie na energię i niższy jednostkowy koszt ciepła. Autorzy wskazują jednak, że preferencje rynkowe kierują się ku rozwiązaniom gruntowym, mimo ich mniejszej opłacalności [131].

Wang i in. prezentują analizę energetyczną i ekonomiczną innowacyjnego systemu PV/T–wielofunkcyjna pompa ciepła w klimacie zimnym w Chinach. Opracowano model teoretyczny i symulację w TRNSYS, porównując magazyn PCM z wodnym. Wskazano, że rozwiązanie z PCM redukuje zużycie energii o 56% i koszty eksploatacyjne o 27,7% względem kotła gazowego [132].

Heinz i Rieberer analizują powietrzną pompę ciepła na R290 (propan) zasilaną instalacją PV w budynku po termomodernizacji. Wykorzystują symulacje dynamiczne TRNSYS oraz modele sterowania PV-priority, optymalizując pojemność zasobnika i wielkość instalacji PV. Oceniają koszty inwestycyjne, operacyjne i czas zwrotu, wskazując, że powietrzna pompa ciepła na propan z PV jest ekonomicznie korzystna przy rosnącym udziale OZE w miksie energetycznym [133].

Dubey i in. dokonują przeglądu energetyczno-środowiskowo-ekonomicznych analiz pomp ciepła z niskoemisyjnymi czynnikami, w tym R290, dla zastosowań nisko- i średniotemperaturowych. W pracy omawiane są wskaźniki kosztowe oraz efektywność energetyczna, wskazując R290 jako konkurencyjną opcję w kontekście koszt–efekt, zwłaszcza przy integracji z OZE [134].

Zou i in. przeprowadzają analizę 4E (energy–exergy–environment–economic) powietrznej pompy ciepła na propan. Oceniają zarówno parametry termodynamiczne, jak i koszty, pokazując, że modernizacja cyklu może obniżać jednostkowy koszt ciepła, przy zachowaniu przewagi klimatycznej R290 nad HFC [135]. Tabela 10 przedstawia wiodące wyniki analizy z tego rozdziału literatury.

Tabela 10. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury analiz środowiskowych i cyklu życia (LCA) instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii

Pozycja literatury	**Tematyka**	**Wnioski**
[128]	Analiza termodynamiczna i ekonomiczna pompy ciepła; optymalizacja wielokryterialna	System konkurencyjny kosztowo przy odpowiednim doborze czynników i wymienników
[129]	Analiza techniczno-ekonomiczna powietrznej pompy ciepła do c.w.u. z wariantem zasilania PV	PV skraca czas przygotowania wody i obniża koszty eksploatacyjne
[130]	Porównanie ekonomiczne dla domu: kocioł gazowy, powietrzna pompa ciepła+PV, turbina wiatrowa	Najwyższa opłacalność ASHP+PV; narzędzie Audytor OZC
[131]	Analiza energetyczna i ekonomiczna pomp ciepła woda/woda i solanka/woda	System woda/woda – niższe zużycie energii (−12%) i koszt ciepła (37 vs 42 zł/GJ)
[132]	Energetyczno-ekonomiczna ocena PV/T–HP z magazynem (TRNSYS)	Zużycie energii niższe o 56%, koszty eksploatacyjne niższe o 27,7% względem kotła gazowego
[133]	Ekonomiczna ocena mieszkaniowej R290-ASHP sprzężonej z PV (TRNSYS)	ASHP R290+PV opłacalna przy realistycznych cenach energii; kluczowa rola sterowania PV i pojemności zasobnika

[134]	Przegląd 3E pomp ciepła z czynnikami o niskim GWP (m.in. R290)	R290 oceniono jako korzystną opcję kosztowo-środowiskową, zwłaszcza w integracji z OZE; porównania LCOE i NPV
[135]	Analiza 4E R290-ASHP	Niskie koszty zwiększające konkurencyjność R290

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury

W literaturze przedmiotu dostępnych jest wiele opracowań dotyczących instalacji hybrydowych opartych na odnawialnych źródłach energii, które analizują ich efektywność energetyczną, oddziaływanie środowiskowe lub opłacalność ekonomiczną. Większość z tych badań skupia się jednak na pojedynczych aspektach – rozpatruje wyłącznie sprawność energetyczną, prowadzi analizy cyklu życia albo oceny kosztowe, rzadko łącząc te trzy podejścia w ramach jednej spójnej metodologii.

Istotną cechą dotychczasowych badań jest również to, że znaczna ich część koncentruje się na gruntowych pompach ciepła lub urządzeniach pracujących na tradycyjnych czynnikach chłodniczych. Mniej uwagi poświęcono powietrznym pompom ciepła wykorzystującym propan (R290), który ze względu na korzystne właściwości termodynamiczne i niski współczynnik globalnego ocieplenia stanowi obiecującą alternatywę dla powszechnie stosowanych czynników syntetycznych.

Dotychczasowe prace analizują osobno wybrane konfiguracje i technologie, natomiast luka badawcza dotyczy kompleksowej oceny porównawczej dwóch odmiennych wariantów hybrydowych instalacji OZE, w której jednocześnie rozpatruje się:

- efektywność energetyczną,
- oddziaływanie instalacji na środowisko,
- ekonomikę przedsięwzięcia.

Tak sformułowana luka badawcza uzasadnia podjęcie tematu niniejszej pracy, której celem jest zbadanie i porównanie systemów hybrydowych w wariancie z gruntową pompą ciepła oraz w wariancie z powietrzną pompą ciepła na propan, przy zastosowaniu jednolitej metodologii.

2 Cel, teza i zakres pracy badawczej

2.1 Cel pracy badawczej

Dotychczas odnawialne źródła energii (OZE), a wśród nich pompy ciepła, instalacje fotowoltaiczne, magazyny energii czy kolektory słoneczne, postrzegane były jako jedne z najnowocześniejszych rozwiązań technologicznych, pozwalających na ograniczenie zużycia energii konwencjonalnej oraz zmniejszenie wpływu na środowisko naturalne. Ich rzeczywista efektywność i opłacalność zależą jednak od doboru komponentów, sposobu integracji systemu oraz warunków pracy.

W literaturze coraz częściej podkreśla się, że powietrzne pompy ciepła z czynnikiem R290 (propan) wyróżniają się bardzo wysoką sprawnością, szczególnie w zmiennych warunkach klimatycznych, i w wielu analizach wypadają korzystniej niż systemy oparte na gruntowych pompach ciepła w układach hybrydowych – zarówno pod względem efektywności energetycznej, jak i oddziaływania na środowisko. To sprawia, że stanowią one obiecującą alternatywę dla układów tradycyjnych, dotychczas uznawanych za najbardziej optymalne.

W niniejszej pracy zaproponowano metodykę porównawczą, której celem jest wskazanie bardziej optymalnego wariantu instalacji grzewczej z komponentami OZE, ze szczególnym uwzględnieniem aspektów energetycznych, a następnie – w odniesieniu do kryteriów środowiskowych i ekonomicznych. Analizie poddano dwa rozwiązania:

- wariant I – system oparty na gruntowej pompie ciepła, współpracującej z panelami PV/T, panelami PV, kolektorami słonecznymi, odwiertami oraz podziemnym zasobnikiem ciepła; jest to instalacja RESHeat analizowana w ramach projektu badawczego,
- wariant II – system z powietrzną pompą ciepła z czynnikiem roboczym propanem, wspierany panelami PV/T, panelami PV i kolektorami słonecznymi, stanowiący rozwiązanie nowatorskie, dotąd rzadziej analizowane w literaturze.

Celem głównym pracy było wykazanie, że wariant II (system z powietrzną pompą ciepła na propan, wspierany panelami PV/T, PV i kolektorami słonecznymi) stanowi rozwiązanie korzystniejsze od wariantu I (gruntowa pompa ciepła z zasobnikiem podziemnym i innymi komponentami OZE) w ujęciu energetycznym, środowiskowym i ekonomicznym.

Realizacja tego celu była możliwa poprzez opracowanie i zastosowanie metodyki porównawczej, uwzględniającej analizę energetyczną (produkcja ciepła i energii elektrycznej, zużycie energii, współczynnik COP), środowiskową i ekonomiczną. W tym celu wykorzystano modelowanie matematyczne (programy Ebsilon i SimaPro, wspierane obliczeniami analitycznymi) oraz wyniki badań eksperymentalnych. Modelowanie pozwoliło odwzorować pracę systemów w różnych warunkach, natomiast dane doświadczalne z instalacji wariantu I umożliwiły weryfikację i kalibrację opracowanych modeli, a także stanowiły punkt odniesienia dla wariantu II. Celami szczegółowymi pracy było:

- obliczenie efektywności energetycznej obu wariantów, w tym rocznej produkcji ciepła, energii elektrycznej, zużycia energii i współczynnika COP,
- opracowanie metodyki porównawczej wariantów instalacji OZE,
- zaproponowanie metodyki obliczeniowej umożliwiającej analizę aspektów energetycznych, środowiskowych i ekonomicznych.

2.2 Teza pracy badawczej

Powietrzne pompy ciepła z czynnikiem roboczym R290 (propan) charakteryzują się wysoką efektywnością energetyczną, zwłaszcza w zmiennych warunkach klimatycznych, co wynika z korzystnych właściwości termodynamicznych propanu oraz jego niskiego współczynnika globalnego ocieplenia (GWP). Literatura przedmiotu wskazuje ponadto, że powietrzne pompy ciepła na propan mogą przewyższać inne typy pomp ciepła pod względem efektywności energetycznej, środowiskowej i ekonomicznej, co potwierdza zasadność ich stosowania w systemach grzewczych.

Wariant I obejmuje system oparty na gruntowej pompie ciepła z czynnikiem R134a, współpracującej z panelami PV/T, panelami PV, kolektorami słonecznymi, odwiertami oraz podziemnym zasobnikiem ciepła. Jest to rozbudowana instalacja RESHeat, analizowana w ramach projektu badawczego, traktowana dotychczas jako jedno z najbardziej kompleksowych i korzystnych rozwiązań w zakresie wykorzystania OZE.

Wariant II, analizowany w niniejszej pracy, opiera się na powietrznej pompie ciepła z czynnikiem R290, zintegrowanej z panelami PV/T, panelami PV oraz kolektorami słonecznymi. Rozwiązanie to, dotąd rzadko omawiane w literaturze, stanowi nowatorską alternatywę dla układów gruntowych, łączącą wysoką sprawność z prostszą instalacją i niższymi kosztami inwestycyjnymi.

Na podstawie analizy literatury, wyników modelowania matematycznego oraz badań eksperymentalnych sformułowano następującą tezę badawczą:

Istnieje możliwość opracowania metodyki oceniającej efektywność systemów grzewczych z wykorzystaniem modelowania matematycznego, wspieranego wynikami badań eksperymentalnych, która pozwoli na szczegółową analizę aspektów energetycznych (produkcja i zużycie energii, COP), a następnie środowiskowych i ekonomicznych, oraz wykaże, że wariant II (z powietrzną pompą ciepła na propan) jest rozwiązaniem korzystniejszym niż wariant I (z gruntową pompą ciepła).

2.3 Zakres pracy badawczej

- Analiza energetyczna wariantu II obejmująca:
  - modelowanie w programie Ebsilon Professional z wykorzystaniem modelowania matematycznego i badań eksperymentalnych,
  - ocenę rocznej produkcji ciepła i energii elektrycznej,
  - analizę zużycia energii elektrycznej przez pompy ciepła w różnych konfiguracjach temperaturowych (40°C, 40/60°C, 50°C),
  - obliczenia i porównanie wartości współczynnika COP w ujęciu sezonowym i rocznym,
  - weryfikację wyników modelowania z danymi eksperymentalnymi uzyskanymi dla wariantu I oraz odniesienie tych danych do modelu wariantu II
- Analiza środowiskowa oparta o metodę LCA (Life Cycle Assessment) obu wariantów, przeprowadzona w programie SimaPro, który poprzez modelowanie matematyczne przedstawia przepływy materiałowe i energetyczne w cyklu życia systemów; analiza została oparta na bazie danych Ecoinvent.
- Analiza ekonomiczna obu wariantów obejmująca zestawienie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych oraz obliczenie okresu zwrotu inwestycji.
- Analiza wielokryterialna (MCDA), pozwalająca na określenie wariantu optymalnego z punktu widzenia aspektów energetycznych, środowiskowych i ekonomicznych, z uwzględnieniem różnych scenariuszy wag i priorytetów decyzyjnych.

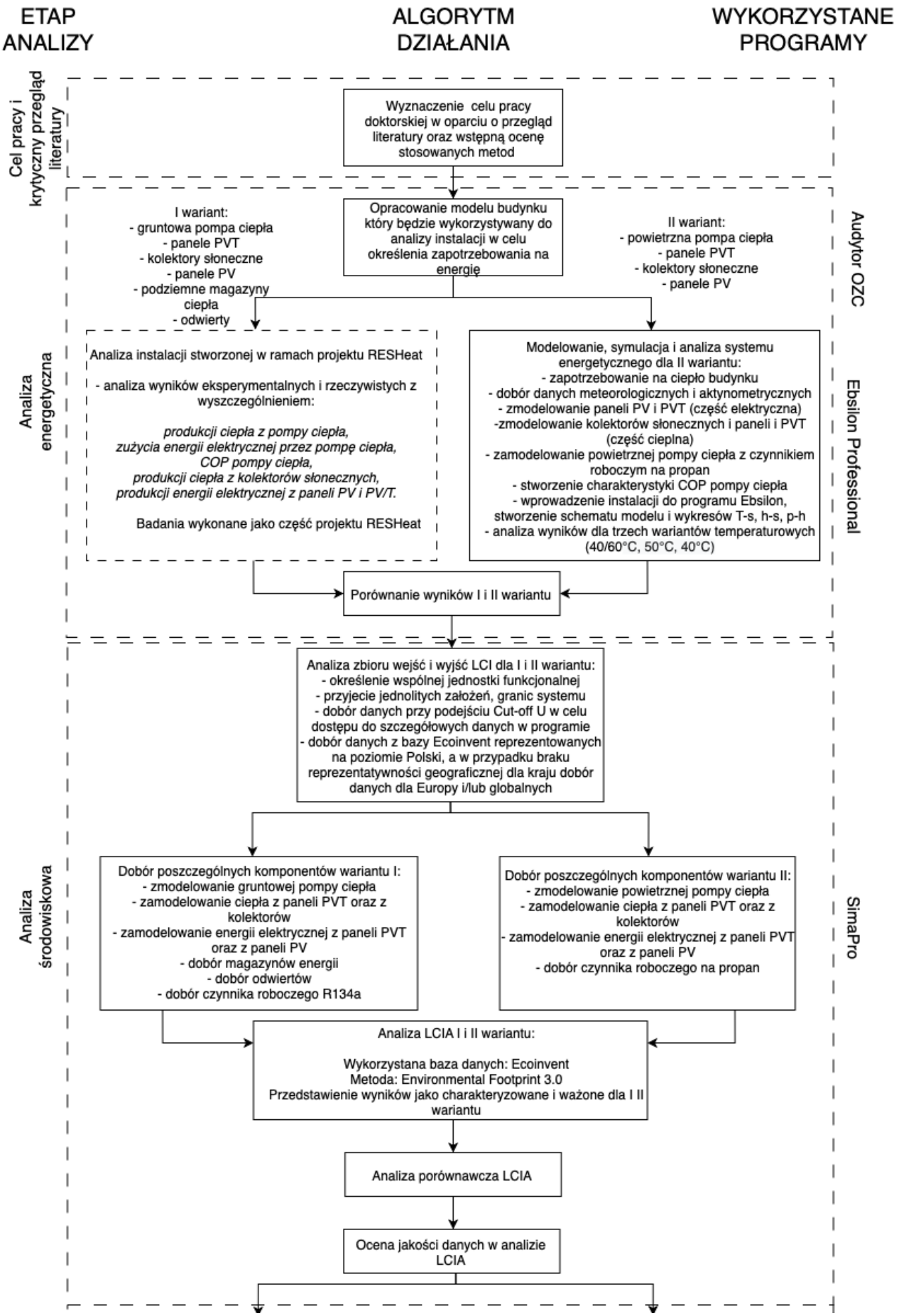
3 Metodologia

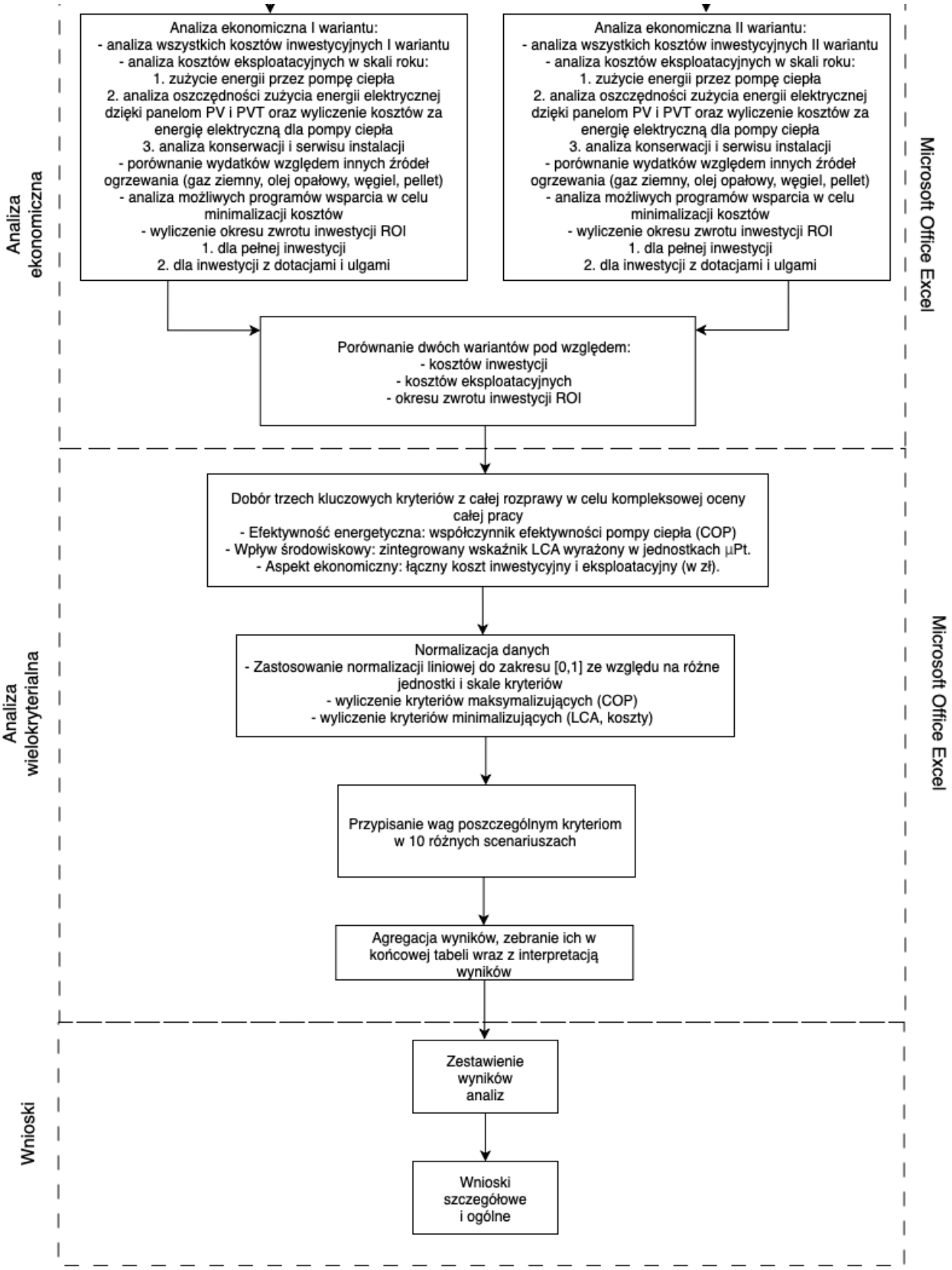
Metodyka niniejszej pracy zakłada zastosowanie modelowania matematycznego oraz odniesienia do wyników badań eksperymentalnych. Do opisu i analizy efektywności układów energetycznych wykorzystano oprogramowanie Ebsilon Professional, które pozwala na budowę modeli procesowych opartych na równaniach bilansu masy i energii oraz ich numeryczne rozwiązywanie. Równolegle, do oceny wpływu środowiskowego zastosowano metodę Life Cycle Assessment (LCA) wykonaną w programie SimaPro, bazującą na macierzowym opisie przepływów materiałowych i energetycznych w cyklu życia badanego rozwiązania. W ramach pracy wykorzystano również wyniki badań eksperymentalnych dostępnych w literaturze. Jako punkt odniesienia posłużyła publikacja Ocłoń i in., w której zaprezentowano pomiary eksploatacyjne przeprowadzone na demonstracyjnej instalacji [110]. Dane te, obejmujące m.in. charakterystyki pracy układu w warunkach rzeczywistych, zostały wykorzystane do porównania z uzyskanymi w niniejszej pracy rezultatami teoretycznymi.

Całość pracy została podzielona na następujące etapy:

- krytyczny przegląd literatury wraz z określeniem celu pracy,
- analiza energetyczna instalacji,
- analiza środowiskowa instalacji z wykorzystaniem LCA,
- analiza ekonomiczna instalacji,
- analiza wielokryterialna MCDA – Multi-Criteria Decision Analysis.

Każdy z tych etapów był rozplanowany na poszczególne działania wymagające indywidualnego podejścia do analizy z dedykowanym do tego oprogramowaniem. Schemat na rysunku poniżej (Rysunek 1) pokazuje poszczególne etapy analizy krok po kroku (ETAP ANALIZY) z podziałem na dwa warianty analizowane w pracy (ALGORYTM DZIAŁANIA) oraz z wyszczególnieniem programów do tego wykorzystywanych (WYKORZYSTANE PROGRAMY). Poniżej schematu zostały opisane kolejne etapy analizy. Natomiast szczegółowa metodologia działań jest omówiona przed każdym rozdziałem w dalszej części pracy. Ma to na celu ułatwienie analizy każdej części rozprawy.


ETAP ANALIZY
ALGORYTM DZIAŁANIA
WYKORZYSTANE PROGRAMY
Cel pracy i krytyczny przegląd literatury
Wyznaczenie celu pracy doktorskiej w oparciu o przegląd literatury oraz wstępną ocenę stosowanych metod
Audytor OZC
Opracowanie modelu budynku który będzie wykorzystywany do analizy instalacji w celu określenia zapotrzebowania na energię
I wariant:
- gruntowa pompa ciepła
- panele PVT
- kolektory słoneczne
- panele PV
- podziemne magazyny ciepła
- odwierty
II wariant:
- powietrzna pompa ciepła
- panele PVT
- kolektory słoneczne
- panele PV
Analiza energetyczna
Analiza instalacji stworzonej w ramach projektu RESHeat
- analiza wyników eksperymentalnych i rzeczywistych z wyszczególnieniem:
produkcji ciepła z pompy ciepła,
zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła,
COP pompy ciepła,
produkcji ciepła z kolektorów słonecznych,
produkcji energii elektrycznej z paneli PV i PV/T.
Badania wykonane jako część projektu RESHeat
Modelowanie, symulacja i analiza systemu energetycznego dla II wariantu:
- zapotrzebowanie na ciepło budynku
- dobór danych meteorologicznych i aktynometrycznych
- zmodelowanie paneli PV i PVT (część elektryczna)
-zmodelowanie kolektorów słonecznych i paneli i PVT (część cieplna)
- zamodelowanie powietrznej pompy ciepła z czynnikiem roboczym na propan
- stworzenie charakterystyki COP pompy ciepła
- wprowadzenie instalacji do programu Ebsilon, stworzenie schematu modelu i wykresów T-s, h-s, p-h
- analiza wyników dla trzech wariantów temperaturowych (40/60°C, 50°C, 40°C)
Ebsilon Professional
Porównanie wyników I i II wariantu
Analiza środowiskowa
Analiza zbioru wejść i wyjść LCI dla I i II wariantu:
- określenie wspólnej jednostki funkcjonalnej
- przyjecie jednolitych założeń, granic systemu
- dobór danych przy podejściu Cut-off U w celu dostępu do szczegółowych danych w programie
- dobór danych z bazy Ecoinvent reprezentowanych na poziomie Polski, a w przypadku braku reprezentatywności geograficznej dla kraju dobór danych dla Europy i/lub globalnych
Dobór poszczególnych komponentów wariantu I:
- zmodelowanie gruntowej pompy ciepła
- zamodelowanie ciepła z paneli PVT oraz z kolektorów
- zamodelowanie energii elektrycznej z paneli PVT oraz z paneli PV
- dobór magazynów energii
- dobór odwiertów
- dobór czynnika roboczego R134a
Dobór poszczególnych komponentów wariantu II:
- zmodelowanie powietrznej pompy ciepła
- zamodelowanie ciepła z paneli PVT oraz z kolektorów
- zamodelowanie energii elektrycznej z paneli PVT oraz z paneli PV
- dobór czynnika roboczego na propan
SimaPro
Analiza LCIA I i II wariantu:
Wykorzystana baza danych: Ecoinvent
Metoda: Environmental Footprint 3.0
Przedstawienie wyników jako charakteryzowane i ważone dla I II wariantu
Analiza porównawcza LCIA
Ocena jakości danych w analizie LCIA



Rysunek 1. Schemat postępowania w poszczególnych etapach analizy w pracy doktorskiej

3.1 Przegląd literatury pod kątem realizacji celu pracy

Pierwszym etapem pracy badawczej było wykonanie krytycznego przeglądu literatury, którego celem było zidentyfikowanie aktualnego stanu wiedzy w zakresie zeroemisyjnych systemów grzewczych (ZSG) oraz wskazanie luki badawczej, która uzasadnia podjęcie dalszych badań. Analiza została przeprowadzona w oparciu o bazy danych naukowych, takie jak Scopus, Web of Science, ScienceDirect, ResearchGate oraz BazTech, co pozwoliło na uzyskanie dostępu do najbardziej aktualnych i recenzowanych publikacji naukowych. Proces przeglądu literatury obejmował kilka etapów. W pierwszym kroku określono zestaw słów kluczowych, które zostały dobrane w taki sposób, aby możliwie szeroko objąć zagadnienia związane z tematyką pracy, a jednocześnie umożliwić zawężenie wyników do istotnych publikacji. Do najważniejszych słów kluczowych wykorzystanych w wyszukiwaniu należały: zeroemisyjne systemy grzewcze, gruntowe pompy ciepła, powietrzne pompy ciepła, czynnik roboczy, R134a, propan, współczynnik efektywności pomp ciepła (COP), panele fotowoltaiczne (PV), panele PV/T, kolektory słoneczne, magazyny ciepła. W celu zwiększenia trafności wyszukiwań stosowano również kombinacje słów kluczowych z operatorami logicznymi (np. AND, OR), co pozwalało na uzyskanie publikacji obejmujących powiązane zagadnienia, takie jak integracja pomp ciepła z systemami fotowoltaicznymi, czy rola magazynowania energii w systemach zeroemisyjnych.

Do dalszej analizy wybierano przede wszystkim artykuły recenzowane, opublikowane w ciągu ostatnich kilkunastu lat. Uwzględniano badania zarówno teoretyczne, jak i eksperymentalne, pod warunkiem, że ich tematyka była ściśle związana z zakresem pracy. W dalszym etapie przeprowadzono analizę jakościową zgromadzonych materiałów. Dokonano syntezy informacji dotyczących stosowanych technologii zeroemisyjnych systemów grzewczych, ze szczególnym naciskiem na pompy ciepła (zarówno gruntowe, jak i powietrzne), ich współczynnik efektywności energetycznej COP. Szczególną uwagę poświęcono również zagadnieniom związanym z doborem czynników roboczych, takich jak R134a czy naturalny propan, ze względu na ich wpływ na efektywność oraz aspekty środowiskowe. Analiza objęła także kwestie integracji pomp ciepła z panelami fotowoltaicznymi (PV) i hybrydowymi panelami PV/T, co jest istotnym elementem w dążeniu do uzyskania neutralności klimatycznej. W wyniku przeprowadzonego przeglądu literatury określono cel oraz tezę pracy.

3.2 Opracowanie modelu budynku jego zapotrzebowania na energię

Kolejnym etapem badań była analiza budynku, na którym przeprowadzono badania instalacji. W tym celu wykorzystano oprogramowanie Audytor OZC 7.0 [136] , które pozwala na określenie zapotrzebowania budynku na energię cieplną i elektryczną. Analizowany obiekt to budynek B1, należący do Zarządu Budynków Komunalnych Miasta Krakowa, który składa się z 24 mieszkań, garaży, komórek lokatorskich i strychu. Na podstawie dostępnych planów budynku oraz charakterystyki przegród zewnętrznych i wewnętrznych obliczono całkowite zapotrzebowanie na energię cieplną. Uwzględniono parametry izolacyjne przegród budowlanych oraz straty ciepła przez wentylację i mostki termiczne. Przyjęto standardowe wartości współczynników przenikania ciepła (U) dla poszczególnych przegród zgodnie z obowiązującymi normami. Wyniki analizy energetycznej posłużyły do określenia ilości ciepła potrzebnej do ogrzewania pomieszczeń. W programie wykonany został model budynku B1.

3.3 Analiza energetyczna

Na postawie uzyskanego wyniku zapotrzebowania budynku na energię przeprowadzono analizę energetyczną II wariantu instalacji w programie Ebsilon Professional [137], w celu porównania go z wariantem I, który został wcześniej opracowany w ramach projektu RESHeat.

W składzie każdego z wariantów można wymienić następujące komponenty instalacji: Wariant I obejmuje:

- gruntową pompę ciepła,
- panele PV/T,
- kolektory słoneczne,
- panele PV,
- podziemne magazyny energii,
- odwierty geotermalne.

Wariant II obejmuje:

- powietrzną pompę ciepła na propan,
- panele PV/T,
- kolektory słoneczne,
- panele PV.

Decyzja wyboru powietrznej pompy ciepła na propan podyktowana była jej dużą wydajnością szczególnie w zmiennych warunkach klimatycznych, dobrymi warunkami termodynamicznymi propanu i niskim współczynnikiem GWP, co ma swoje potwierdzenie w publikacjach naukowych.

Wielkość zapotrzebowania budynku na ciepło, jak również zapotrzebowanie na CWU i CO zostały przyjęte tak samo jak dla wariantu analizowanego w projekcie RESHeat oraz zgodnie z wynikiem zapotrzebowania budynku na energię w programie AudytorOZC.

Zapotrzebowanie na CO było przyjęte na poziomie temperatury górnego źródła ciepła wynoszącej 60°C. Zapotrzebowanie na CWU było przyjęte na poziomie temperatury górnego źródła ciepła wynoszącej 40°C. Dane meteorologiczne oraz aktynometryczne zostały przyjęte na podstawie typowych lat meteorologicznych ze stacji Kraków Balice.

Całość analizy wykonana była w programie Ebsilon Professional 15.2 [137]. Parametry paneli PV były przyjęte tak samo jak w projekcie RESHeat. Część cieplna PV/T zamodelowana została na podstawie wzorów i danych z publikacji Morsli i in. ze względu na fakt, że w bazie danych programu Ebsilon Professional nie było odpowiedniego komponentu [138]. Dla uproszczenia obliczeń przyjęto stałą temperaturę panelu PV/T. Kolektory słoneczne zostały zaprojektowane tak jak w projekcie RESHeat.

Do modelu wybrana została powietrzna pompa ciepła, gdzie górnym źródłem ciepła jest powietrze, a dolnym źródłem ciepła jest woda. Uwzględnione są tam również wymienniki ciepła, sprężarka, zawór rozprężny. Model został zaprojektowany w sposób umożliwiający dynamiczne dostosowywanie pracy pompy ciepła do zmiennych warunków termodynamicznych. Zakłada się utrzymanie stałej różnicy temperatur pomiędzy dolnym źródłem ciepła, a czynnikiem roboczym, co jest niezbędne do zapewnienia ciągłości transportu energii cieplnej. W wyniku tej różnicy temperatur zmienia się poziom ciśnienia parowania w parowniku, zlokalizowanym po stronie ssawnej sprężarki, co umożliwia efektywne odparowanie czynnika roboczego i odbiór ciepła z otoczenia. Wyniki analizy zostały wyeksportowane do programu Excel i wykonane zostały wykresy w celu czytelniejszej analizy.

3.4 Analiza środowiskowa

Kolejnym etapem była analiza LCA instalacji dla I i II wariantu. W pierwszym kroku wykonany został bilans masowo energetyczny w celu zebrania wszystkich danych wejściowych i wyjściowych do analizy. Obliczenia zostały przeprowadzone wg normy ISO 14040 [139], ISO 14044 [140] oraz ISO 14067:2018 [141]. Głównym celem analizy LCA było obliczenie śladu środowiskowego, gdzie przyjętą do modelowania jednostką funkcjonalną było roczne zapotrzebowanie budynku na energię cieplną i elektryczną.

Granice systemu przyjęto do obliczeń w podejściu tzw. „od kołyski do bramy". Procesy były modelowane na podstawie danych projektowych. W analizie nie uwzględniono transportu infrastruktury z miejsca produkcji do miejsca wykorzystania. Dane dotyczące energii elektrycznej zostały zamodelowane na podstawie danych z bazy Ecoinvent jako średniej dla Polski. W opracowaniu korzystano z danych z projektu RESHeat i danych literaturowych.

Po przeprowadzonym bilansie kolejny krok obejmował identyfikację tabele inwentarzowych dla danych procesów/komponentów z bazy Ecoinvent które odpowiadają rzeczywistym komponentom/procesom instalacji. Przy doborze procesów w programie SimaPro użyte zostało podejście *Cut-off* oraz *Unit*. W modelu Cut-off wszystkie obciążenia środowiskowe przypisywane są wyłącznie do produktu głównego, natomiast produkty uboczne, materiały wtórne oraz odpady nadające się do recyklingu traktuje się jako punkt odcięcia. W efekcie surowce wtórne uwzględnione w analizie nie są obciążone wpływami środowiskowymi z poprzedniego cyklu życia, lecz jedynie tymi, które wynikają z procesów recyklingu, odzysku lub transportu [142]. System Unit odnosi się do agregacji danych w postaci strumieni elementarnych na poziomie procesów jednostkowych. Użytkownik uzyskuje dostęp do szczegółowych informacji dotyczących poszczególnych etapów cyklu życia, takich jak emisje czy zużycie surowców dla każdej operacji technologicznej. Podejście to zapewnia większą elastyczność analizy przy niższym poziomie szczegółowości, jednak wymaga większego nakładu obliczeń i bardziej zaawansowanej konfiguracji [143]. Przy doborze procesów w pierwszej kolejności dobierane były dane reprezentatywne na poziomie Polski, a w przypadku braku reprezentatywności geograficznej dla kraju stosowane były dla Europy i/lub globalne.

Po sporządzeniu analizy zbioru wejść i wyjść (LCI, ang. Life Cycle Inventory) przeprowadzona została ocena wpływu cyklu życia (LCIA, ang. Life Cycle Impact

Assessment), celem kalkulacji ślad środowiskowego przy zastosowaniu wszystkich kategorii i modeli oddziaływania dla wybranej metody.

Wykorzystane w analizie oprogramowanie to SimaPro Developer v. 9.4.0.2 [144]. Analizę LCIA wykonano metodą EF 3.0. Jest to metoda oceny wpływu przyjętą przez Komisję Europejską (KE). Uwzględnia ona współczynniki normalizacji i wagi opublikowane w listopadzie 2019 r. przez KE. Wyniki analizy przedstawione są jako charakteryzowane i ważone. Przy czym wyniki z programu SimaPro wyeksportowane były do Excela i następnie opracowane w programie Excel. Na końcu wykonana została analiza jakości danych.

3.5 Analiza ekonomiczna

Analiza ekonomiczna wykonana była dla wariantu I i II, Obejmowała ona:

- Koszty inwestycyjne: zakup i montaż instalacji.
- Koszty eksploatacyjne:
    - zużycie energii przez pompę ciepła,
    - oszczędności zużycia energii dzięki PV i PV/T,
    - konserwacja i serwis.
- Oszczędności względem konwencjonalnych źródeł energii: gaz ziemny, olej opałowy, węgiel kamienny, pellet.
- Dostępne dotacje i ulgi podatkowe.
- Okres zwrotu inwestycji (ROI).

W analizie uwzględniono scenariusz 1 gdzie uwzględniono pełną inwestycje (bez dotacji) oraz scenariusz 2 gdzie uwzględniono inwestycje z dotacjami i ulgami. Wykonano również analizę porównawczą obu wariantów między sobą. Szczegółowe etapy obliczeń przedstawione są w rozdziale Analiza ekonomiczna.

3.6 Analiza wielokryterialna MCDA – Multi-Criteria Decision Analysis

W celu kompleksowego porównania analizowanych wariantów instalacji, zastosowano metodę wielokryterialnej analizy decyzyjnej (MCDA – Multi-Criteria Decision Analysis) [145]. Analiza wielokryterialna to zbiór metod wspomagających podejmowanie decyzji w sytuacjach, gdzie konieczne jest uwzględnienie wielu, często sprzecznych

kryteriów. MCDA znajduje szerokie zastosowanie w sektorze energetycznym, umożliwiając kompleksową ocenę alternatywnych rozwiązań z uwzględnieniem aspektów technicznych, środowiskowych i ekonomicznych. Analiza ta była podzielona na kilka głównych etapów:

1) Wybór kryteriów

W analizie uwzględniono trzy kluczowe kryteria:

- Efektywność energetyczna: współczynnik efektywności pompy ciepła (COP).
- Wpływ środowiskowy: zintegrowany wskaźnik LCA wyrażony w jednostkach µPt.
- Aspekt ekonomiczny: koszt inwestycyjny (w zł).

Kryteria te zostały wybrane ze względu na ich istotność w ocenie systemów energetycznych i są zgodne z podejściem stosowanym w literaturze.

2) Normalizacja danych

Ze względu na różne jednostki i skale poszczególnych kryteriów, zastosowano normalizację liniową do zakresu [0,1], zgodnie z metodą opisaną w literaturze.

- Dla kryteriów maksymalizujących (np. COP) wykorzystano wzór (1) [146]

$$x_{norm} = \frac{x - x_{min}}{x_{max} - x_{min}} \quad (1)$$

- Dla kryteriów minimalizujących (np. LCA, koszty) wykorzystano wzór (2) [146]

$$x_{norm} = \frac{x_{max} - x}{x_{max} - x_{min}} \quad (2)$$

gdzie:

x – wartość analizowanego kryterium przed normalizacją,

x_{min} – najmniejsza wartość danego kryterium wśród wszystkich wariantów,

x_{max} – największa wartość danego kryterium wśród wszystkich wariantów,

x_{norm} – znormalizowana wartość kryterium, w zakresie [0,1].

3) Przypisanie wag

Wagi przypisano tak, aby odzwierciedlały różne możliwe preferencje decyzyjne. Uwzględniono scenariusze z dominacją efektywności energetycznej (gdy głównym celem jest maksymalizacja sprawności systemu), scenariusze proekonomiczne (kiedy najważniejsza jest opłacalność finansowa inwestycji), a także prośrodowiskowe (gdy priorytetem jest minimalizacja wpływu na środowisko). Wprowadzono również warianty

zrównoważone, w których żadne kryterium nie dominuje, oraz scenariusze graniczne, pozwalające sprawdzić wrażliwość wyniku przy równowadze między energią a pozostałymi aspektami. Tak skonstruowany zestaw 10 scenariuszy umożliwia przeanalizowanie wariantów instalacji w pełnym spektrum priorytetów – od układów jednorodnych po kompromisowe – i pokazuje, jak zmiany mogą wpływać na wybór preferowanego rozwiązania. Sumaryczna wartość wag w każdym z scenariuszy wynosi 1, co jest zgodne z zaleceniami dotyczącymi stosowania metody ważonej sumy w MCDA.

4) Agregacja wyników

Znormalizowane wartości dla każdego kryterium zostały pomnożone przez odpowiadające im wagi, a następnie zsumowane w celu uzyskania końcowego wyniku dla każdego wariantu zgodnie z wzorem (3) [147].

$$Wynik\ końcowy = \sum_{i=1}^{n} \omega_i \cdot x_{norm,i} \tag{3}$$

gdzie:

ω_i – waga przypisana i-temu kryterium [-],

$x_{norm,i}$ – znormalizowana wartość i-tego kryterium [-].

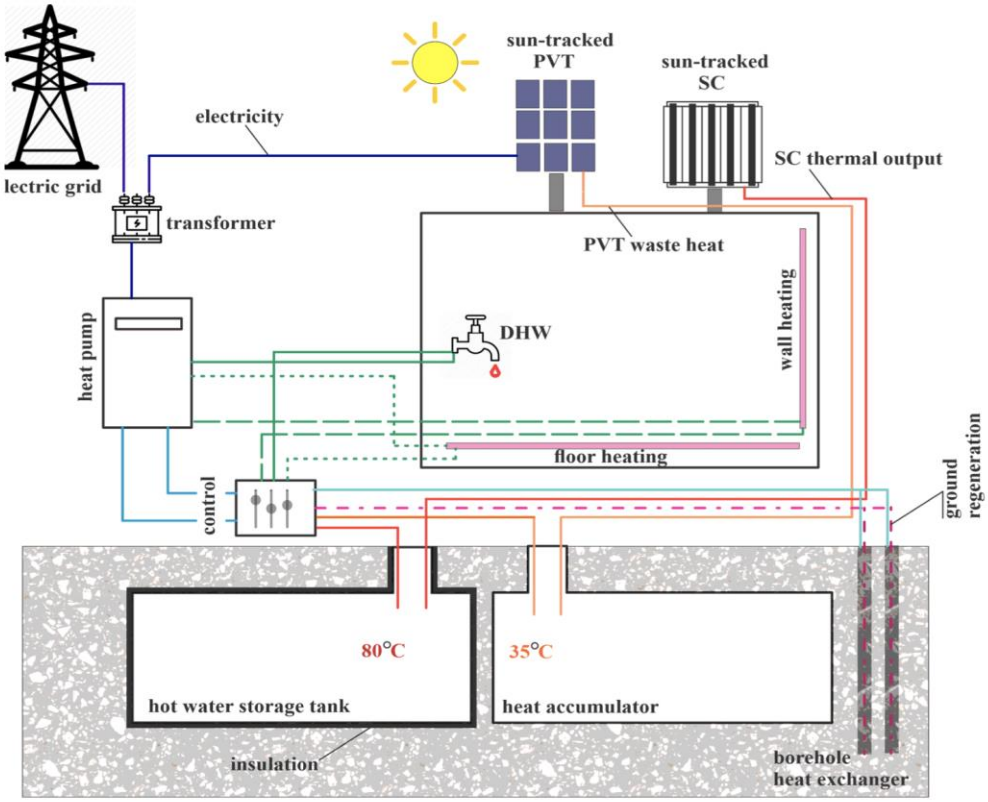
5) Ostatnim etapem było stworzenie tabeli końcowej analizy MCDA wraz z interpretacją wyników.

4 Analiza energetyczna

4.1 Opis projektu RESHeat (I wariantu)

W związku z realizacją projektu RESHeat (Renewable energy system for residential building heating and electricity production) realizowanego w ramach programu European Union's Horizon 2020 (nr 956255) wykonana została symulacja i walidacja instalacji RESHeat [12].

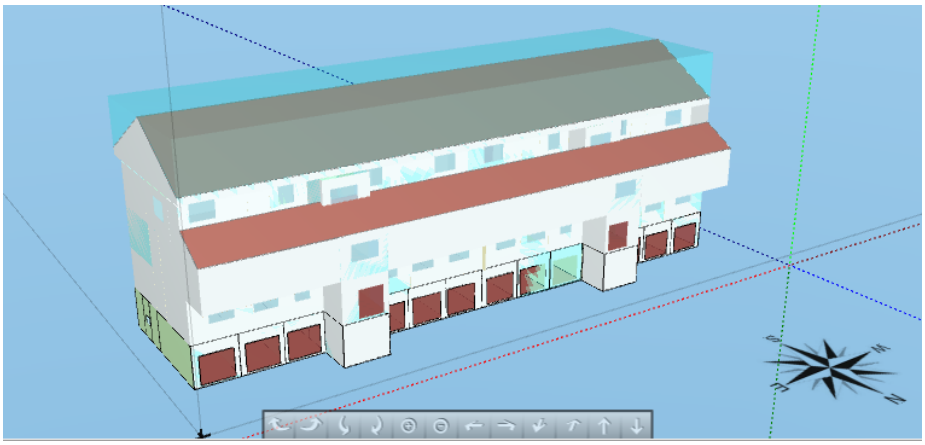
Projekt skupia się na problemie systemów grzewczych opartych na pompach ciepła, gdzie grunt przez lata pracy pompy ciepła zmniejsza swoją zdolność grzewczą. Po sezonie grzewczym, kiedy to z gruntu pobierana jest duża ilość ciepła, nie ma wystarczającej ilości czasu na przywrócenie zdolności grzewczej gruntu. Dlatego współczynnik efektywności pompy ciepła obniża się co roku o 10–15%, a tym samym wzrasta zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę pompy ciepła. Projekt proponuje przełomowe rozwiązanie pozwalające na regenerację mocy grzewczej gruntu poprzez wykorzystanie ciepła odpadowego z paneli PV/T i ciepła odpadowego z kolektorów słonecznych. Idea systemu jest następująca: ciepło odpadowe z chłodzenia paneli PV jest magazynowane w zakopanych pod ziemią zbiornikach magazynowych. Pozwala to na zwiększenie temperatury gruntu wokół zbiornika i przywrócenie zdolności gruntu do dostarczania ciepła po okresie grzewczym. Ponadto, panele PV mają produkować energię elektryczną potrzebną w proponowanym systemie, a także niezbędną do pokrycia zapotrzebowania na ciepło w budynku. Ze względu na chłodzenie paneli PV oczekuje się zwiększenia efektywności produkcji energii elektrycznej o 5–10%. Ciepło zmagazynowane w ziemi oraz zbiorniki magazynowe będą wykorzystywane przez pompę ciepła do dostarczania ciepła do budynku. Ponadto, dzięki zastosowaniu systemu magazynowania energii cieplnej, współczynnik COP pompy ciepła zostanie zwiększony. Wartość średniego rocznego współczynnika COP jest wyższa niż 4. W związku z tym do uruchomienia sprężarki w cyklu pompy ciepła potrzeba mniej energii elektrycznej. Dodatkową nowością jest zastosowanie systemu nadążnego za słońcem w panelach PV w celu zwiększenia ilości energii elektrycznej produkowanej w ciągu dnia. Ponadto, kolektory słoneczne z systemem śledzenia słońca są wykorzystywane do wspomagania produkcji ciepłej wody użytkowej w okresie wiosenno-jesiennym. Schemat instalacji RESHeat przedstawiony jest na poniższym rysunku (Rysunek 2).



Rysunek 2. Schemat instalacji RESHeat (wariant I)

Źródło: Schemat wykonany w ramach projektu RESHeat

Do analizy wybrany był budynek należący do Zarządu Budynków Komunalnych Miasta Krakowa. Budynek B1, w którym analizowany jest system pilotażowy. Budynek składa się z 24 mieszkań, garaży, komórek lokatorskich i strychu. Plan budynku oraz jego zapotrzebowanie na energię opracowane były w programie Auditor OZC [136]. Rysunek 3, Rysunek 4 przedstawiają rzuty budynku B1 wykonanego w tym programie.



Rysunek 3. Rzut budynku B1 od strony północnej

Źródło: Opracowanie własne w programie AudytorOZC

Rysunek 4. Rzut budynku B1 od strony południowej

Źródło: Opracowanie własne w programie AudytorOZC

Instalacja RESHeat zawiera PV, PV/T, kolektory słoneczne, pompę ciepła (HP), gruntowy wymiennik ciepła oraz zbiorniki buforowe i pompy. Symulacja całej instalacji była przeprowadzana dla wszystkich 24 mieszkań, a także pomieszczeń gospodarczych, klatek schodowych i korytarzy. System RESHeat zainstalowany w budynku B1 składa się z następujących elementów:

- kolektorów słonecznych,
- paneli PV/T,
- paneli PV
- odwiertów (każdy o długości 100 m),
- pompy ciepła (95 kW mocy grzewczej),
- zbiornika buforowego centralnego ogrzewania,
- zbiornika ciepłej wody użytkowej,
- podziemnego magazynu ciepła (o pojemności 50 m^3).

Zapotrzebowanie budynku na energię wyliczone w programie wyniosło 109,8 MWh/rok.

W celu sprawdzenia jak instalacja pracuje w ciągu roku przeprowadzona została symulacja pracy instalacji. Cała analiza systemu została wykonana w ramach projektu RESHeat. Poniższa tabela (Tabela 11) przedstawia wyniki badań eksperymentalnych całej instalacji z wyszczególnieniem poszczególnych komponentów.

Tabela 11. Analiza źródeł energii instalacji RESHeat

		Pompa ciepła			Energia elektryczna wyprodukowana	
Miesiąc	Kolektory [MWh]	Ciepło wyprodukowane [MWh]	Zapotrzebowanie na energię elektryczną [MWh]	COP [-]	PV [MWh]	PV/T [MWh]
styczeń	0,96	16,9	3,89	4,34	1,08	0,22
luty	2,01	13,8	3,2	4,31	1,81	0,39
marzec	4,05	8,72	2,05	4,25	2,86	0,62
kwiecień	5,35	2,17	0,53	4,09	3,34	0,78
maj	7,04	0,07	0,02	4,02	4,14	1,09
czerwiec	5,34	0,00	0,00	-	3,83	1,03
lipiec	4,92	0,00	0,00	-	3,86	1,08
sierpień	4,46	0,00	0,00	-	3,7	1,01
wrzesień	2,74	0,00	0,00	-	2,59	0,62
październik	2,85	1,51	0,36	4,17	2,27	0,55
listopad	1,3	11,34	2,65	4,28	1,18	0,26
grudzień	0,75	16,38	3,82	4,29	0,81	0,17

Źródło: [148]

Ilość energii wytworzonej z kolektorów w ciągu roku wyniosła 41,8 MWh/rok, a zapotrzebowanie budynku wyniosło 109,8 MWh/rok. Energia wytworzona przez kolektory słoneczne stanowi 38% całorocznego zapotrzebowania budynku na ciepło. Całkowita ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w ciągu roku wynosi 39,27 MWh/rok, natomiast zapotrzebowanie sprężarki w pompie ciepła na energię elektryczną wynosi 16,53 MWh/rok. Od początku czerwca do października parametry płynu w zasobniku i ilość ciepła generowanego przez kolektory słoneczne są wystarczające, aby pompa ciepła nie była używana.

Dla zakładu demonstracyjnego ZBK:

- Roczne całkowite zużycie energii, biorąc pod uwagę sprawność wytwarzania ciepła przez urządzenia grzewcze, wynosi 108,1 MWh/r.

- Energia wytworzona przez kolektory słoneczne stanowi 38% całorocznego zapotrzebowania budynku na ciepło (41,8 MWh/r).
- Całkowita ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w ciągu roku wynosi 39,27 MWh/rok, a zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi 16,53 MWh/rok.
- Średni roczny współczynnik COP pompy ciepła przekracza 4.

Kolejnym etapem badań był rzeczywisty pomiar pracy instalacji. Tabela 12 przedstawia zestawienie danych rzeczywistych.

Tabela 12. Rzeczywiste wyniki pracy instalacji RESHeat

		Pompa ciepła			Energia elektryczna wyprodukowana	
Miesiąc	Kolektory [MWh]	Ciepło wyprodukowane [MWh]	Zapotrzebowanie na energię elektryczną [MWh]	COP [-]	PV [MWh]	PV/T [MWh]
styczeń	0,614	6,3	2,1	3,1	0,65	0,07
luty	1,34	8,7	2,5	3,4	1,30	0,34
marzec	2,81	9,2	2,7	3,5	0,89	0,24
kwiecień	3,71	5,4	1,5	3,7	3,02	0,90
maj	5,20	1,4	0,4	3,6	5,00	1,65
czerwiec	3,82	1,1	0,3	3,6	4,13	1,34
lipiec	3,49	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru	4,20	0,92
sierpień	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru
wrzesień	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru	2,65	0,56
październik	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru	2,32	0,07
listopad	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru	brak pomiaru	1,07	0,17
grudzień	0,65	2,1	0,7	3,1	0,68	0,00

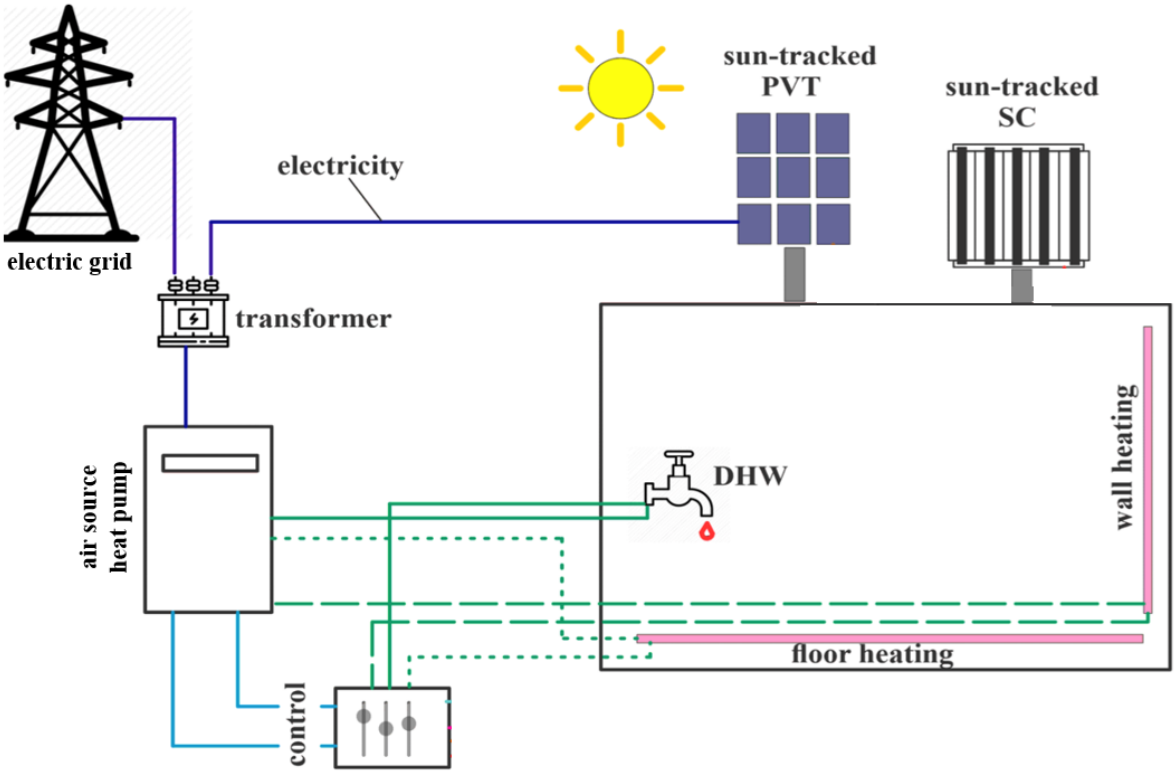
Źródło: Źródło: opracowanie własne na podstawie [110]

4.2 Analiza II wariantu RESHeat

Analiza instalacji RESHeat wykonana w ramach projektu została zestawiona z drugim wariantem, w którego skład wchodzi:

- powietrzna pompa ciepła z czynnikiem roboczym na propan,
- panele PV/T,
- kolektory słoneczne,
- panele PV.

Rysunek 5 przedstawia schemat instalacji wariantu II.



Rysunek 5. Schemat instalacji wariantu II

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [12]

Decyzja wyboru powietrznej pompy ciepła na propan podyktowana była jej dużą wydajnością szczególnie w zmiennych warunkach klimatycznych, dobrymi warunkami termodynamicznymi propanu i niskim współczynnikiem GWP, co ma swoje potwierdzenie w publikacjach naukowych [15], [16], [64], [149].

Zapotrzebowanie na ciepło

Wielkość zapotrzebowania budynku na ciepło, jak również zapotrzebowanie na CWU i CO zostały przyjęte tak samo jak dla wariantu analizowanego w projekcie RESHeat. Bazując na założeniu projektu RESHeat, przyjęto, że jeśli występuje grzanie CO to temperaturą, która będzie osiągana przez pompę ciepła po stronie górnego źródła ciepła, i będzie ona wynosić 60°C, a jeśli jest jedynie CWU to będzie to 40°C.

Dane meteorologiczne oraz aktynometryczne

Dane meteorologiczne oraz aktynometryczne zostały przyjęte na podstawie typowych lat meteorologicznych ze stacji Kraków Balice na podstawie oficjalnych danych Ministerstwa Inwestycji i Rozwoju (tabela *Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków* [150]).

PV i PV/T

Parametry paneli PV oparte zostały o dane przedstawione w poniższej tabeli (Tabela 13). Z tych samych parametrów skorzystano, żeby zamodelować część elektryczną paneli PV/T nadążnych za słońcem.

Tabela 13. Parametry ZXM6-60 – monokrystaliczny moduł fotowoltaiczny Znshinesolar 5BB

Właściwości elektryczne	Model ZXM6-60-310
Moc nominalna P_{max} (W)	310,00
Maksymalne napięcie zasilania V_{mp} (V)	32,90
Maksymalny prąd zasilania I_{mp} (A)	9,43
Napięcie obwodu otwartego V_{OC} (V)	40,10
Prąd zwarciowy I_{SC} (A)	9,95
Sprawność modułu (%)	18,94
Właściwości elektryczne	
Maksymalna moc P_{max} (Wp)	232,40
Maksymalne napięcie zasilania V_{mpp} (V)	30,60
Maksymalny prąd zasilania I_{mpp} (A)	7,61
Napięcie obwodu otwartego V_{OC} (V)	37,30
Prąd zwarcia I_{SC} (A)	8,12

Wartości znamionowe temperatury	
NOCT – nominalna temperatura pracy ogniwa	45°C ± 2°C
Współczynnik temperaturowy P_{max}	-0.37%/℃
Współczynnik temperaturowy V_{oc}	-0.29%/℃
Współczynnik temperaturowy I_{sc}	0.05%/℃
Dane techniczne	
Ogniwa słoneczne	Mono 156×156 / 156,75×156,75 mm
Wymiary modułu	1650×992×35 mm
Waga	19,00 kg
Właściwości szkła	Low iron, tempered 3.2mm coated glass

Źródło: Dane zebrane w ramach projektu RESHeat

Program Ebsilon Professional [137] oblicza promieniowanie docierające do powierzchni modułu PV, sumując trzy składowe: promieniowanie bezpośrednie, rozproszone i odbite od podłoża. Każda z nich jest korygowana o czynniki geometryczne (kąt nachylenia, kąt padania) oraz straty optyczne (np. zabrudzenie, refleksy). W efekcie wyznaczane jest efektywne promieniowanie pochłonięte S, które porównywane jest do wartości referencyjnej S_{ref} zgodnie z poniższym wzorem (4).

$$\frac{S}{S_{ref}} = M\left(\frac{G_b}{G_{ref}} R_{beam} K_{\tau\alpha,b} + \frac{G_d}{G_{ref}} K_{\tau\alpha,d} \frac{1+\cos\beta}{2} + \frac{G}{G_{ref}} \rho K_{\tau\alpha,g} \frac{1-\cos\beta}{2}\right) \quad (4)$$

gdzie:

S – promieniowanie pochłonięte przez ogniwo w warunkach bieżących [W/m^2],

S_{ref} – promieniowanie pochłonięte w warunkach odniesienia (1000 W/m², 25°C, kąt padania = 0°) [W/m^2],

M – współczynnik czystości modułu, [-] (cleanliness factor, M_{ref}=1 dla idealnie czystego modułu),

G_b – promieniowanie bezpośrednie (beam irradiance) [W/m^2], po korekcji kąta nachylenia modułu przez czynnik R_{beam} [-],

G_d – promieniowanie rozproszone (diffuse irradiance) [W/m^2],

G – promieniowanie odbite od podłoża (ground reflectance, albedo) [W/m^2],

G_{ref} - natężenie promieniowania w warunkach referencyjnych (1000 [W/m²]),

$K_{\tau\alpha}$ – współczynnik kąta padania [-], (IAM, incidence angle modifier) opisujący, jak transmisja przez szkło i absorpcja w półprzewodniku zmieniają się z kątem padania promieniowania,

β – kąt nachylenia modułu względem poziomu [°],

ρ – współczynnik odbicia podłoża (albedo) [-].

Na podstawie wyznaczonego S i aktualnej temperatury ogniwa T_c, program oblicza prąd fotoprądowy I_L zgodnie ze wzorem (5).

$$I_L = \frac{S}{S_{ref}}\left[I_{L,ref} + \mu_{I,SC}(T_c - T_{c,ref})\right] \tag{5}$$

gdzie

I_L – prąd generowany przez światło (light current) w danej temperaturze i warunkach nasłonecznienia [A],

$I_{L,ref}$ – prąd odniesienia, odpowiadający warunkom standardowym [A],

$\mu_{I,SC}$ – temperaturowy współczynnik prądu zwarcia [A/°C],

T_c - temperatura ogniwa w danym momencie [°C],

$T_{c,ref}$ – temperatura referencyjna ogniwa (25°C).

Część cieplna PV/T zamodelowana została na podstawie wzorów i danych z publikacji Morsli i in. [138], ze względu na fakt, że w bazie danych programu Ebsilon Professional nie było odpowiedniego komponentu. Dla uproszczenia obliczeń przyjęto stałą temperaturę panelu PV/T. Z danych dla panelu PV i wzorów obliczeniowych z publikacji wykonano odpowiedni komponent-makro. Poniższy wzór (6) przedstawia sposób liczenia ciepła otrzymywanego z paneli PV/T.

$$Q_u = A_c F_R h p_1 h_{p2} (\alpha\tau)_{eff} I(t) - U_L(T_{f,in} - T_\alpha) \tag{6}$$

gdzie współczynniki są obliczane według wzorów (7) – (16):

$$h_{p1} = \frac{U_T}{U_T + U_t} \tag{7}$$

$$U_T = \left[\frac{L_T}{K_T}\right]^{-1} \tag{8}$$

$$U_t = \left[\frac{L_G}{K_G} + \frac{1}{h_0}\right]^{-1} \quad (9)$$

$$h_o = 5{,}7 + 3{,}8V_W \quad (10)$$

$$h_{p2} = \frac{h_T}{h_T + U_{tT}} \quad (11)$$

$$U_{tT} = \left[\frac{1}{U_t} + \frac{1}{U_T}\right]^{-1} = \frac{U_t U_T}{U_T + U} \quad (12)$$

$$U_L = U_{t\omega} + U_b \quad (13)$$

$$U_{t\omega} = \left[\frac{1}{h_t} + \frac{1}{U_{tT}}\right]^{-1} = \frac{h_T U_{tT}}{h_T + T_{tT}} \quad (14)$$

$$U_b = \left[\frac{L_i}{K_i} + \frac{1}{h_i}\right]^{-1} \quad (15)$$

$$h_i = 2{,}8 + 3{,}0V_W \quad (16)$$

gdzie:

Q_u - użyteczny strumień ciepła z kolektora [W],

A_c – pole powierzchni panelu = 1,637 m^2,

F_R – współczynnik wydajności cieplnej (heat removal factor) [-],

hp_1, h_{p2} – współczynniki przenoszenia ciepła [-],

$(\alpha\tau)_{eff}$ – efektywny współczynnik absorpcji i transmisji [-],

$I(t)$ – natężenie promieniowania słonecznego obliczane tak jak dla PV [W/m^2],

U_L – całkowity współczynnik strat cieplnych kolektora [W/(m^2K)],

T_α – temperatura otoczenia – obliczana na podstawie danych atmosferycznych,

$T_{f,in}$ – temperatura wody na wejściu do PV/T [°C],

U_T – współczynnik przenikania ciepła przez szybę zewnętrzną [(W/m^2K)],

U_t – współczynnik strat przez szybę górną (konwekcja + przewodzenie) [(W/m^2K)],

h_o – współczynnik konwekcji po stronie zewnętrznej [(W/m^2K)],

V_W – prędkość wiatru według danych atmosferycznych [m/s],

h_T – współczynnik konwekcji po stronie górnej [(W/m^{2}K)],

U_{tT} – zastępczy współczynnik strat górnych [(W/m^{2}K)],

$U_{t\omega}$ – część strat górnych [(W/m^{2}K)],

U_b – współczynnik strat dolnych [(W/m^{2}K)],

L_T, L_G, L_i – grubości warstw (szyby górnej, szyby dolnej, izolacji) [m],

K_t, K_G, K_i – przewodności cieplne materiałów [(W/mK)],

h_i – współczynnik konwekcji po stronie wewnętrznej [(W/m^{2}K)].

Sposób liczenia energii elektrycznej otrzymywanej z paneli PV/T był liczony tak samo z tą różnicą, że utrzymywana była stała temperatura panelu równa 40°C.

Kolektor słoneczny

Do analizy instalacji przyjęto kolektory paraboliczne (PTC) ELFRAN Revolution – analogiczne do kolektorów wykorzystanych w wariancie I. Kolektor słoneczny paraboliczny (PTC – parabolic trough collectors) ma budowę modułową – składa się z kilku segmentów, od trzech do ośmiu w jednym urządzeniu. Pojedynczy segment składa się z próżniowej rury kolektora i pary parabolicznych reflektorów, skupiających padające promieniowanie słoneczne na rurze kolektora. Rura kolektora składa się z dwóch koncentrycznych szklanych cylindrów oddzielonych próżnią o grubości 1,50 mm. Zewnętrzne średnice zewnętrznej i wewnętrznej szklanej rury kolektora wynoszą odpowiednio 58,00 i 51,00 mm. Rury wykonane są ze szkła borokrzemowego i mają długość 1600 mm. Wewnętrzna ściana rury od strony próżni pokryta jest powłoką selektywną AIN/ALN-SS/Cu, charakteryzującą się absorpcyjnością 0,92–0,96 (przy AM1,5) i emisyjnością 0,04–0,06. Do budowy U-rur wykorzystano rury ze stopu aluminium 6061-T6 o średnicy zewnętrznej 8,00 mm i grubości ścianki 1,00 mm. W celu zapewnienia odpowiedniego kontaktu pomiędzy U-rurkami a wewnętrznymi ściankami szklanymi, zastosowano żebro ze stopu aluminium w postaci sprężystej płytki. W celu zminimalizowania rezystancji styku zastosowano również smar termiczny. Kolektor słoneczny został opracowany na podstawie danych z Tabela 14.

Tabela 14. Parametry rur próżniowych kolektora słonecznego

Dane techniczne	
Materiał rurki szklanej	Szkło borokrzemowe
Wymiary szklanej rurki	
Długość	1600 ± 10 mm
Średnica zewnętrzna	58,00 mm
Średnica wewnętrzna	47,00 mm
Grubość ścianki	1,60 mm
Próżnia	$\leq 5 \cdot 10^{-3}$ Pa
Przepuszczalność	0,92
Absorpcyjność	0,92–0,96 (AM1.5)
Emisyjność	0,04–0,06

Źródło: Dane zebrane w ramach projektu RESHeat

W układzie hydraulicznym opróżnione rury kolektora są połączone równolegle, zapewniając równomierny przepływ płynu solarnego w każdej z nich. Płyn solarny jest mieszaniną glikolu propylenowego i wody o stężeniu masowym 50%. Tabela 15 przedstawia dane techniczne kolektora ELFRAN Revolution składającego się z ośmiu segmentów.

Tabela 15. Parametry kolektora słonecznego ELFRAN revolution

Dane techniczne	
Całkowita szerokość	3,20 m
Całkowita wysokość	1,68 m
Powierzchnia brutto	2,07 m^2
Całkowita waga	123,00 kg
Pojemność	2,80 dm^3
Maksymalne ciśnienie robocze	1,00 MPa
Nominalne natężenie przepływu	180,00 dm3/h
Współczynnik sprawności optycznej η_0	0,61
Współczynnik strat ciepła a_a	0,6 W/($m^2 \cdot K$)
Współczynnik strat ciepła zależny od temperatury a_2	0,0053 W/($m^2 \cdot K^2$)
Nominalna moc grzewcza	3,78 kW

Zużycie energii na godzinę pracy	10,00 Wh

Źródło: Dane zebrane w ramach projektu RESHeat

W programie Ebsilon Professional praca kolektorów słonecznych opisywana jest za pomocą równań bilansowych, które pozwalają wyznaczyć ilość energii słonecznej padającej na powierzchnię kolektora, straty cieplne oraz efektywne ciepło przekazywane do czynnika roboczego. Poniżej przedstawiono podstawowe zależności matematyczne zgodnie z wzorami (17) – (20).

- Bilans cieplny kolektora

$$M1(H2 - H1) = Q_{EFF} \tag{17}$$

gdzie:

$M1$ – strumień masy czynnika roboczego (wody) [kg/s],

H2 – entalpia wody na wyjściu z kolektora [J/kg],

H1 – entalpia wody na wejściu z kolektora [J/kg],

Q_{EFF} – ciepło odebrane przez wodę [W] = [J/s].

- Efektywne ciepło

$$Q_{EFF} = Q_{SOLAR} - Q_{LOSS} \tag{18}$$

gdzie:

Q_{SOLAR} – ciepło dostarczone przez promieniowanie słoneczne [W],

Q_{LOSS} – straty cieplne do otoczenia [W].

- Ciepło dostarczone przez promieniowanie

$$Q_{SOLAR} = DNI * A_{NET} * FOPT_0 * KIA * FOCUS * ETASHAD * ETAENDL * ETASPILL * ETA_CLEAN \tag{19}$$

gdzie:

Q_{SOLAR} - ciepło dostarczone przez promieniowanie słoneczne (moc użyteczna przed stratami cieplnymi) [W],

DNI – natężenie promieniowania bezpośredniego [W/m²],

A_{NET} – efektywna powierzchnia apertury kolektora (pole powierzchni=długość × szerokość × stosunek powierzchni aktywnej do całkowitej powierzchni panelu) [m^2],

$FOPT_0$ – maksymalna sprawność optyczna kolektora [-],

KIA – współczynnik związany z kątem padania promieni [-],
$FOCUS$ – sprawność skupienia promieni (przyjęte jako 1) [-],
$ETASHAD$ – czynnik uwzględniający straty związane z zacienieniem (przyjęte jako 1) [-],
$ETAENDL$ – korekta strat brzegowych pola kolektorów (przyjęte jako 1) [-],
$ETASPILL$ – czynnik uwzględniający straty optyczne spowodowane oddziaływaniem wiatru (przyjęte jako 1) [-],
ETA_CLEAN – czynnik korygujący rzeczywistą czystość kolektora (przyjęte jako 1) [-].

- Straty ciepła kolektora

$$Q_{LOSS} = q_{loss} * LENGTH \tag{20}$$

gdzie:
Q_{LOSS} - straty ciepła do otoczenia [W],
q_{loss} - jednostkowa strata ciepła na długości kolektora [W/m],
$LENGTH$ - długość kolektora [m].

Pompa ciepła

Do modelu wybrana została powietrzna pompa ciepła, gdzie górnym źródłem ciepła jest powietrze, a dolnym źródłem ciepła jest woda. Uwzględnione są tam również wymienniki ciepła, sprężarka, zawór rozprężny. Model pompy ciepła był tworzony tak, aby kontrolowane było odpowiednie ciśnienie, umożliwiające wymianę ciepła, z różnicą temperatur pomiędzy skroplinami, a ogrzewanym czynnikiem wynoszącą 5 K. Czynnik roboczy w instalacji to propan. Moc pompy ciepła jest dobierana do tego, ile energii będzie potrzebne poza energią uzyskaną z paneli i kolektorów. Jest to silnie zależne od warunków atmosferycznych (zmiana temperatury dolnego źródła w zależności czy jest to zima czy lato). Model jest tak zaprojektowany, aby funkcjonowanie pompy ciepła było odpowiednio dostosowywane do warunków. Przyjęta jest stała różnica temperatur pomiędzy źródłem, a czynnikiem roboczym, aby możliwy był przepływ energii. W zależności od tego zmienia się podciśnienie w parowniku (po jednej stronie sprężarki). Aby było możliwe odparowanie i wymiana ciepła z otoczeniem. Z tego wynika dość niska całoroczna efektywność (niższa niż w przypadku gruntowej pompy ciepła).

Aby szczegółowo odwzorować pracę układu, model pompy ciepła został opisany za pomocą równań bilansowych dla poszczególnych komponentów. Równania te zapewniają zachowanie bilansu masy i energii w całym obiegu, dzięki czemu możliwe jest wyznaczenie

przepływów energii pomiędzy elementami układu. Poniżej przedstawiono zestaw zależności matematycznych wykorzystanych do obliczeń symulacyjnych. W programie Ebsilon Professional parownik i skraplacz są modelowane przy wykorzystaniu współczynnika przewodzenia ciepła K, który obliczany jest na podstawie wartości znamionowych i odpowiednich współczynników korekcyjnych (wzór (21)).

$$K = AL34N * FK2 \tag{21}$$

gdzie:

K – współczynnik przewodzenia ciepła [W/(m^{2}K)],

$AL34N$ – znamionowy współczynnik przewodzenia ciepła dla czynnika ogrzewającego [W/(m^{2}K)],

$FK2$ – współczynnik korekcyjny [-].

Współczynnik korekcyjny $FK2$ liczony jest według wzoru (22).

$$FK2 = (1 - 0{,}0005 * (TM34N - TM34)\left(\frac{M3}{M3N}\right)^{EX34} \tag{22}$$

gdzie:

$FK2$ – współczynnik korekcyjny [-],

$TM34N$ – znamionowa różnica temperatur czynnika ogrzewającego na wymienniku [°C],

$TM34$ – aktualna różnica temperatur czynnika ogrzewającego na wymienniku [°C],

$M3$ – aktualny strumień masy czynnika ogrzewającego [kg/s],

$M3N$ – znamionowy strumień masy czynnika ogrzewającego [kg/s],

$EX34$ – wykładnik charakterystyczny dla czynnika ogrzewającego [-].

Znamionowe parametry obliczane są w programie przy zadaniu znamionowych parametrów (temperatur i przepływów) na wymienniku.

Sprężarka jest elementem pompy ciepła odpowiedzialnym za podniesienie ciśnienia i temperatury czynnika roboczego. Jej działanie można opisać zestawem równań termodynamicznych. W pierwszym etapie wyznacza się entropię czynnika na wejściu zgodnie z poniższym wzorem (23).

$$S_1 = f(P_1, T_1) \tag{23}$$

gdzie:

S_1 – entropia czynnika na wejściu [J/(kgK)],

$f(P_1, T_1)$ – funkcja ciśnienia i temperatury czynnika [J/(kg·K)].

Następnie określa się parametry w przypadku przemiany izentropowej (idealnej) zgodnie z wzorem (24), (25).

$$T_{2S} = f(P_2, S_1) \tag{24}$$

$$H_{2S} = f(P_2, T_{2S}) \tag{25}$$

gdzie:

T_{2S} – temperatura przy założeniu sprężania izentropowego [°C],

$f(P_2, S_1)$ – funkcja ciśnienia wyjściowego i entropii wejściowej [°C],

H_{2S} – entalpia przy założeniu sprężania izentropowego [J/kg],

$f(P_2, T_{2S})$ – funkcja ciśnienia wyjściowego i temperatury T_{2S} [J/kg].

Rzeczywisty przyrost entalpii uzyskuje się, korygując wynik izentropowy o sprawność izentropową sprężarki (η_{is}) zgodnie z wzorem (26), (27), (28).

$$DHS = H_{2S} - H_1 \tag{26}$$

$$DH = \frac{DHS}{\eta_{is}} \tag{27}$$

$$H_2 = H_1 + DH \tag{28}$$

gdzie:

H_1 i H_2 – entalpie czynnika odpowiednio na wejściu i na wyjściu na sprężarkę [J/kg],

DH – rzeczywisty przyrost entalpii [J/kg],

DHS – przyrost entalpii przy założeniu izentropowej przemiany [J/kg],

η_{is} – sprawność izentropowa sprężarki [-].

Na tej podstawie wyznacza się temperaturę wyjściową czynnika zgodnie z wzorem (29).

$$T_2 = f(P_2, H_2) \tag{29}$$

gdzie:

T_2 – temperatura wyjściowa [°C],

$f(P_2, H_2)$ – funkcja ciśnienia wyjściowego i entalpii wyjściowej [°C].

Strumień energii czynnika roboczego na wyjściu określany jest wzorem (30).

$$Q_2 = M_2 H_2 \tag{30}$$

gdzie:

Q_2 – strumień energii czynnika wyjściowego [W] = [J/s],

M_2 – strumień masy wyjściowej [kg/s],
H_2 – entalpia wyjściowa [J/kg].

Moc sprężarki, czyli zapotrzebowanie na energię mechaniczną, wyraża się wzorem (31).

$$H_3 = \frac{M_2 H_2 - M_1 H_1}{\eta_{mech}} \tag{31}$$

gdzie:
H_3 – moc na wale sprężarki [W] = [J/s],
M_1 – strumień masy wejściowej [kg/s],
H_1 – entalpia wejściowa [J/s]
η_{mech} – sprawność mechaniczna sprężarki [-].

Dodatkowo obliczane są parametry objętościowe czynnika na wejściu zgodnie z wzorami (32) i (33).

$$V_1 = f(P_1, T_1) \tag{32}$$

$$VM_1 = M_1 V_1 \tag{33}$$

gdzie:
V_1 – objętość właściwa czynnika na wejściu [m^3/kg],
VM_1 – strumień objętościowy czynnika na wejściu [m^3/s].

Sprawność sprężarki zmienia się w zależności od stosunku aktualnego strumienia masy do strumienia znamionowego. Program wykorzystuje charakterystykę sprawności, która pokazuje, że największa efektywność uzyskiwana jest w pobliżu warunków nominalnych, natomiast przy odchyleniach od punktu projektowego sprawność maleje.

W programie Ebsilon Professional poza równaniami opisującymi pracę poszczególnych komponentów stosowane są również równania bilansowe, które zapewniają zachowanie masy i energii w całym obiegu pompy ciepła. Ich rolą jest połączenie wszystkich elementów w spójny układ termodynamiczny i umożliwienie wyznaczenia globalnych parametrów pracy, takich jak współczynnik efektywności (COP). Wzory (34), (35), (36) i (37) opisują te bilanse.

- parownik

$$M_1H_1 + M_3H_3 = M_2H_2 + M_4H_4 + straty \quad (34)$$

Równanie opisuje wymianę ciepła w wymienniku dolnego źródła. Energia pobrana przez czynnik roboczy ze środowiska (np. powietrza lub gruntu) jest równoważna energii wynoszonej z parownika, powiększonej o straty cieplne.

- skraplacz

$$M_5H'_5 + M_7H_7 = M_6H_6 + M_8H_8 + straty \quad (35)$$

Bilans skraplacza opisuje wymianę ciepła między sprężonym czynnikiem roboczym a górnym źródłem pompy ciepła. Strumień energii dostarczony przez czynnik jest przekazywany wodzie grzewczej, z uwzględnieniem strat cieplnych.

- zawór rozprężny

$$M_6H_6 = M_3H_3 + M_3(H_8 - H_3) \quad (36)$$

Zawór rozprężny odpowiada za obniżenie ciśnienia czynnika roboczego, co umożliwia jego odparowanie w parowniku. Proces ten nazywany jest rozprężaniem izentalpowym, ponieważ entalpia czynnika przed i po przejściu przez zawór pozostaje praktycznie niezmieniona. W ujęciu bilansowym oznacza to, że energia czynnika na wejściu jest równa energii na wyjściu, a różnica ciśnień zapewnia odpowiednie warunki do wymiany ciepła w parowniku.

- sprężarka

$$M_4H_4 + N\eta_{mechaniczna}\eta_{elektryczna} = M_5H'_5 + straty \quad (37)$$

Bilans sprężarki wskazuje, że do energii czynnika dopływającej na wejściu dodawana jest moc mechaniczna napędzana silnikiem elektrycznym. Na wyjściu otrzymujemy czynnik o podwyższonym ciśnieniu i temperaturze, przy czym część energii tracona jest na nieodwracalności procesu i opory mechaniczne.

Poniżej wyjaśnione są wszystkie symbole użyte we wzorach (34) – (37).

M_i – strumień masy czynnika roboczego w punkcie i obiegu [kg/s],

H_i – entalpia właściwa czynnika w punkcie i [J/kg],

N – moc dostarczona do sprężarki (z silnika elektrycznego) W = [J/s],

$\eta_{mechaniczna}$ – sprawność mechaniczna sprężarki [-],

$\eta_{elektryczna}$ – sprawność elektryczna silnika sprężarki [-].

Na podstawie powyższych równań bilansowych możliwe jest określenie przepływów energii w poszczególnych elementach pompy ciepła oraz obliczenie mocy cieplnej

oddawanej w skraplaczu i mocy elektrycznej sprężarki. Stosunek tych wielkości definiuje współczynnik efektywności COP, który stanowi kluczowy parametr oceny pracy pompy ciepła. Wartość COP zależy od warunków pracy układu, w szczególności od temperatury źródła dolnego i temperatury odbioru ciepła w górnym źródle. Wzór (38) i (39) prowadzą do obliczenia COP. Tabela 16 przedstawia charakterystyki COP w zależności od temperatury.

$$Q_{cond} = Q_{evap} + P_{el} \tag{38}$$

$$COP = \frac{Q_{cond}}{P_{el}} \tag{39}$$

gdzie:

Q_{cond} – moc cieplna oddana w skraplaczu (do górnego źródła) [W],

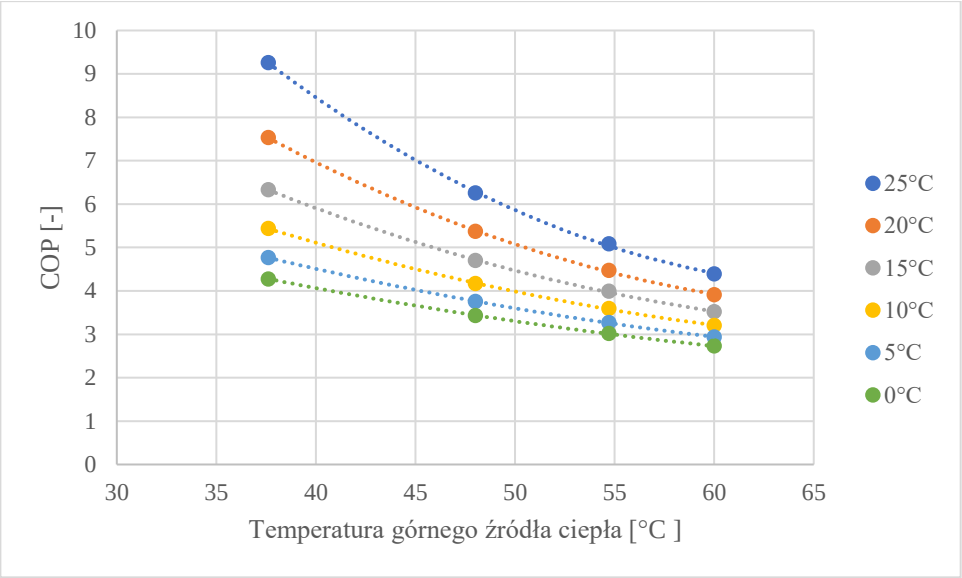
Q_{evap} – moc cieplna pobrana w parowniku (z dolnego źródła) [W],

COP – współczynnik efektywności pompy ciepła [-].

Tabela 16. Charakterystyki COP w zależności od temperatury

	Wejście odbioru	50,00	46,30	39,50	29,70
Źródło	Wyjście odbioru	60,00	54,70	48,00	37,60
25°C		4,39	5,09	6,25	9,26
20°C		3,91	4,47	5,37	7,53
15°C		3,52	3,99	4,70	6,33
10°C		3,20	3,59	4,70	5,44
5°C		2,94	3,27	3,76	4,77
0°C		2,73	3,02	3,44	4,28

Rysunek 6 przedstawia charakterystykę COP pompy ciepła.



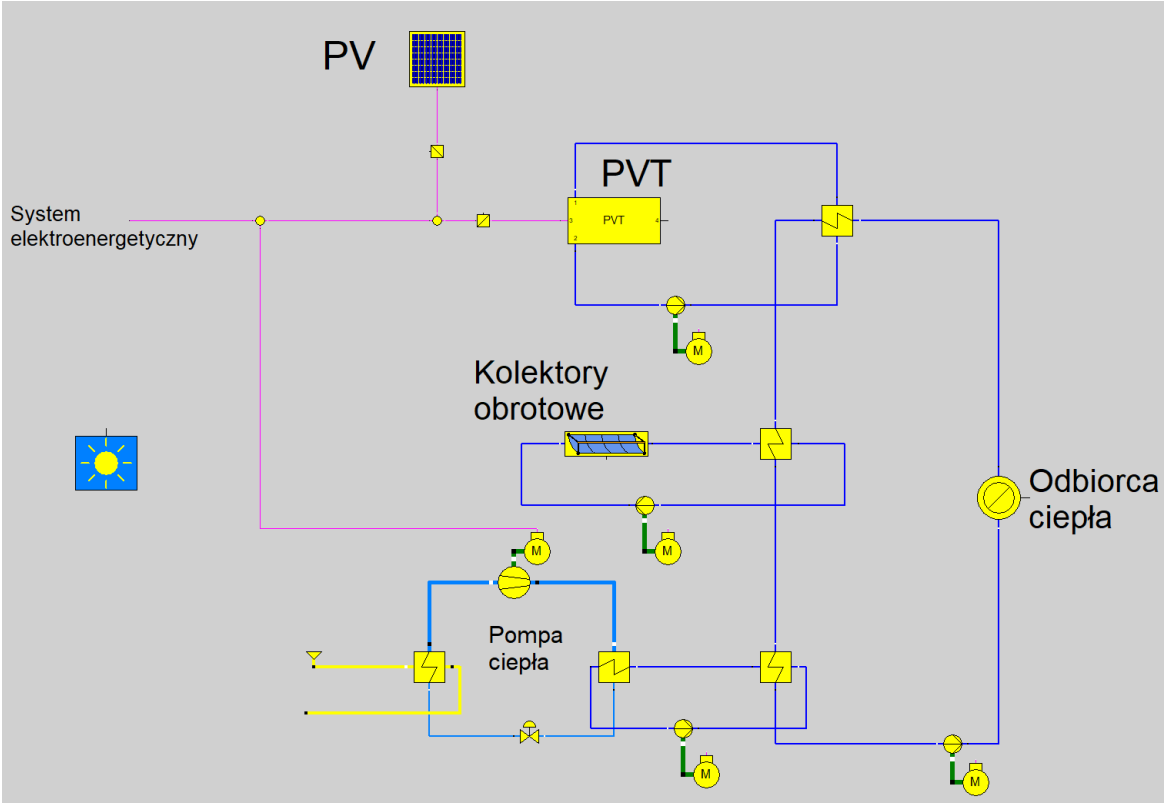
Rysunek 6. Charakterystyka COP pompy ciepła

Wykres jest graficzną reprezentacją współczynnika wydajności (COP) pompy ciepła, wykreślonego względem górnej temperatury powrotu (Temperatura odbioru górna). Oś Y przedstawia wartości COP w zakresie od 0 do 10. Oś X przedstawia górną temperaturę powrotu w zakresie od 30°C do 65°C.

Wartości COP maleją wraz ze wzrostem górnej temperatury powrotu. Oznacza to, że wydajność systemu (COP) jest wyższa przy niższych temperaturach powrotu i spada wraz ze wzrostem temperatury powrotu.

4.3 Analiza wyników II wariantu

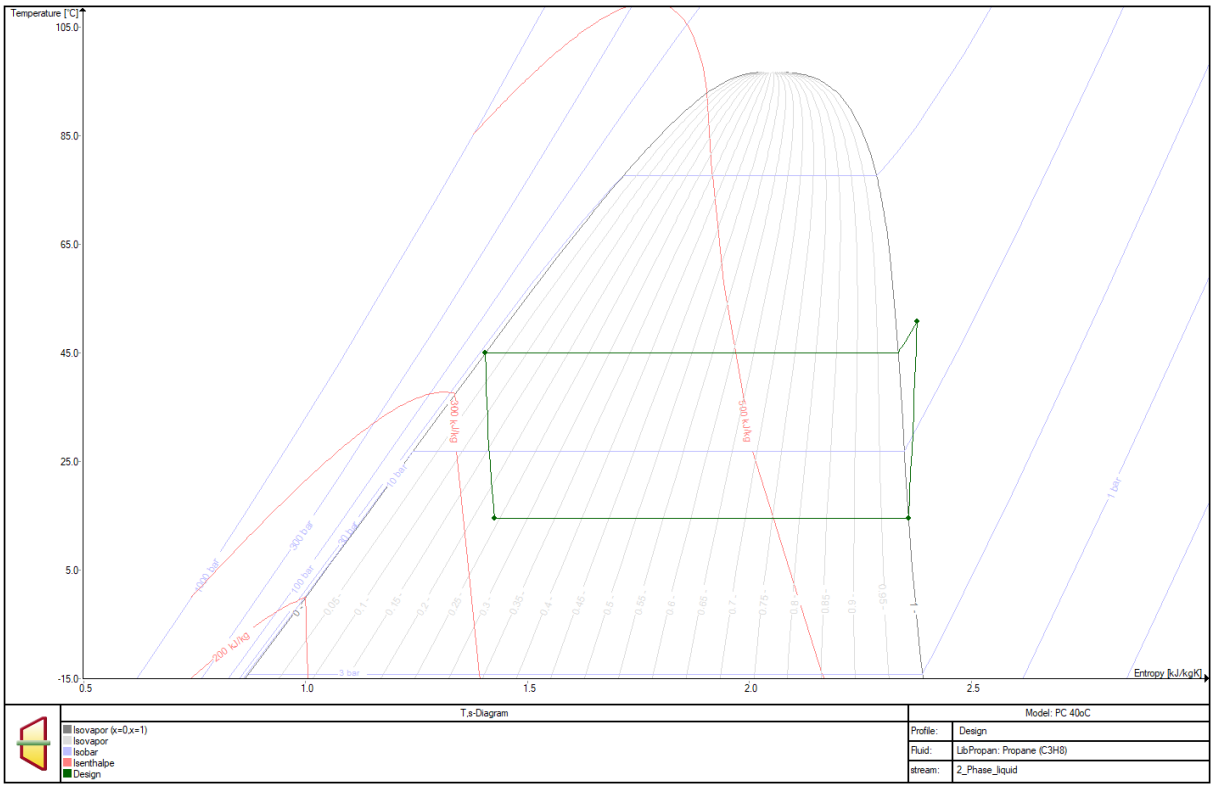
Całość instalacji wprowadzona została do programu Ebsilon Professional, gdzie stworzony był model, wykonane zostały wykresy T-s, h-s, p-h oraz wygenerowano wyniki pracy instalacji w ciągu roku. Rysunek 7 przedstawia schemat całości modelu z uwzględnieniem wszystkim komponentów instalacji z powietrzną pompą ciepła.



Rysunek 7. Model instalacji z powietrzną pompą ciepła

Na podstawie danych parametrów czynnika roboczego, którym jest tu propan C_3H_8 i jego właściwości termodynamicznych, jak również parametrów operacyjnych pompy ciepła i założeń dotyczących cyklu pracy (cykl Carnota, uwzględnienie strat energetycznych, temperatury powietrza) stworzony został:

- wykres T-s dla pompy ciepła z propanem (C3H8) (Rysunek 8),
- wykres h-s dla pompy ciepła z propanem (C3H8) (Rysunek 9),
- wykres p-h dla pompy ciepła z propanem (C3H8) (Rysunek 10).



Rysunek 8. T-s dla pompy ciepła z propanem

Jest to wykres T-s (temperatura–entropia) dla cyklu termodynamicznego pompy ciepła. Oś pionowa przedstawia temperaturę (°C), a oś pozioma entropię (kJ/kgK).

Na wykresie widoczne są:

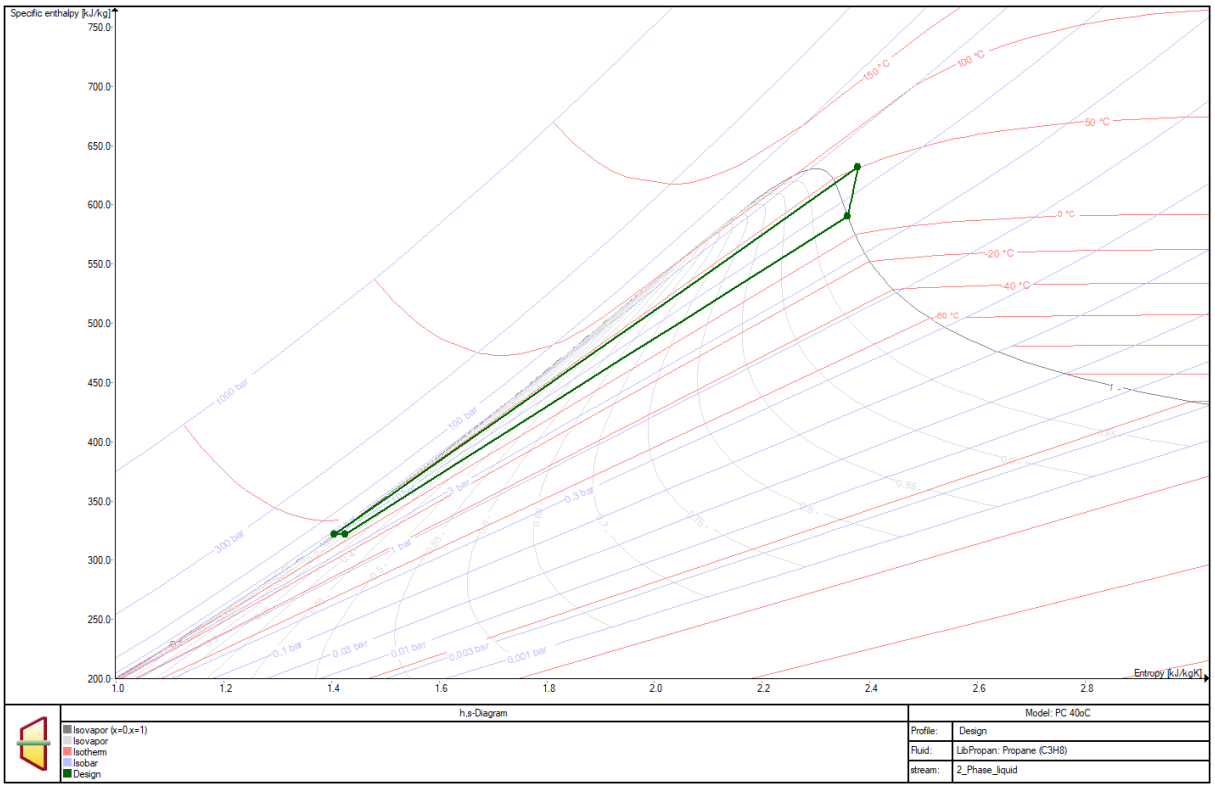
- Krzywa nasycenia (czarna linia) oddzielająca obszar cieczy od obszaru pary.
- Linie izobaryczne (czerwone), pokazujące, jak zmienia się temperatura przy stałym ciśnieniu.
- Linie izentropowe (niebieskie), pomocne w analizie procesów sprężania i rozprężania.
- Zamknięta zielona linia, reprezentująca cykl pracy pompy ciepła.

Obieg obejmuje cztery podstawowe procesy:

1) Parowanie (dolny odcinek zielonego obszaru, po lewej stronie) – czynnik roboczy pobiera ciepło z dolnego źródła (powietrza).
2) Sprężanie (górny lewy odcinek) – sprężarka podnosi ciśnienie i temperaturę czynnika roboczego.
3) Skraplanie (górny odcinek, po prawej stronie) – czynnik oddaje ciepło do obiegu grzewczego, np. systemu ogrzewania – następuje kondensacja czynnika roboczego.

4) Rozprężanie (dolny prawy odcinek) – zawór rozprężny obniża ciśnienie i temperaturę czynnika. Czynnik powraca do parownika, rozpoczynając kolejny cykl.

Wykres pokazuje efektywność cyklu dla propanu jako czynnika roboczego. Temperatury parowania i skraplania wskazują, że system pracuje przy stosunkowo niskich różnicach temperatur, co sugeruje dobrą efektywność energetyczną. Izentropowe sprężanie wskazuje na minimalne straty energii w sprężarce.



Rysunek 9. Wykres h-s dla pompy ciepła

Rysunek 9 to wykres entalpia-entropia (h-s), używany do analizy cyklów termodynamicznych. Przedstawia on zmiany entalpii (h) w kJ/kg względem entropii (s) w kJ/(kg·K) dla propanowego (C_3H_8) obiegu pompy ciepła.

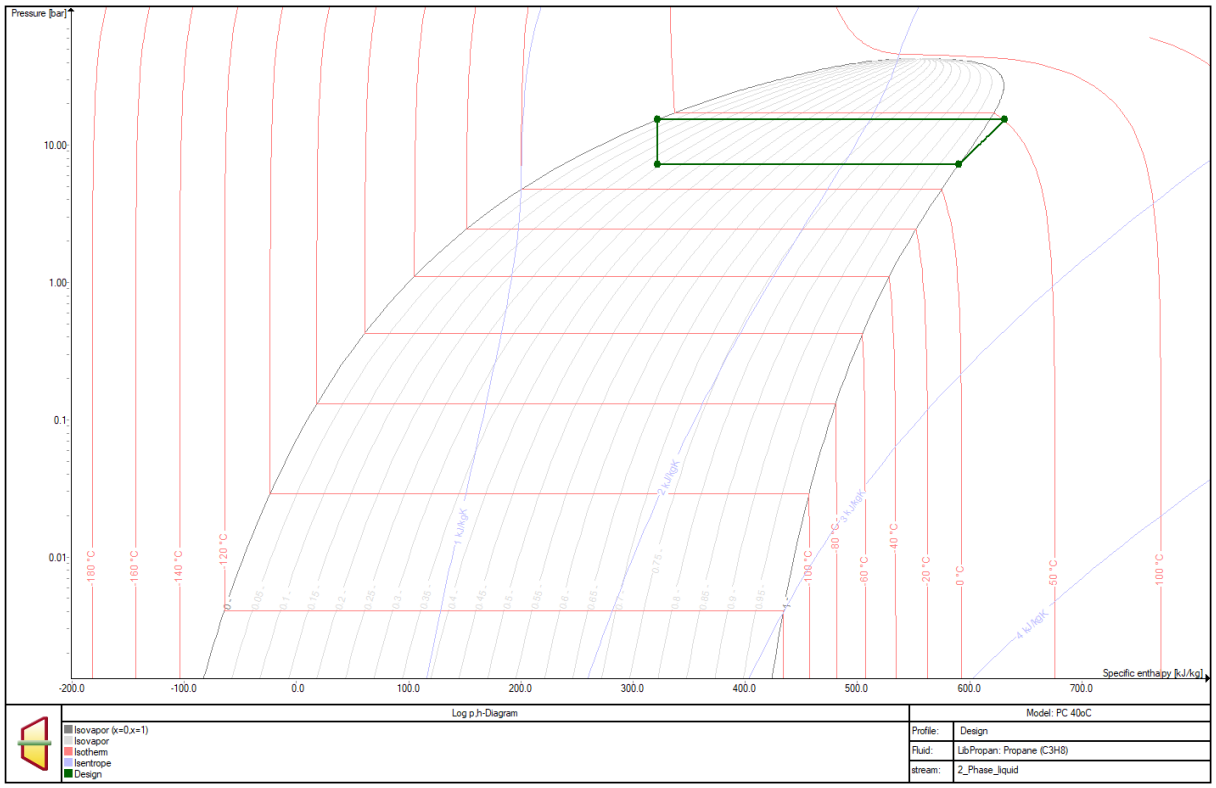
Linie izotermiczne (czerwone) – pokazują linie o stałej temperaturze. Linie izobaryczne (niebieskie) – pokazują linie stałego ciśnienia. Krzywa nasycenia (czarna) – oddziela fazę ciekłą od fazy gazowej. Zielony wykres – przedstawia cykl pracy pompy ciepła.

Cykl pompy ciepła obejmuje następujące etapy:

1) Parowanie (lewa dolna część wykresu) – czynnik roboczy pobiera ciepło z dolnego źródła i odparowuje. Następuje wzrost entalpii przy niewielkiej zmianie entropii.

2) Sprężanie (pionowy wzrost entalpii i entropii) – gazowy czynnik jest sprężany w sprężarce. Wzrost temperatury, entalpii i entropii.
3) Skraplanie (górna prawa część wykresu) – czynnik oddaje ciepło do górnego źródła (np. systemu grzewczego).
4) Rozprężanie (spadek entalpii przy stałej entropii) – następuje gwałtowny spadek ciśnienia i temperatury. Czynnik wraca do stanu nasycenia.

Wykres wskazuje, że analizowana pompa ciepła działa prawidłowo i zgodnie z oczekiwanym cyklem termodynamicznym. Brak dużych strat entropii wskazuje na dobrą efektywność cyklu, co sugeruje, że pompa ciepła jest dobrze zoptymalizowana.



Rysunek 10. Wykres p-h dla pompy ciepła

Rysunek 10 to wykres log(p)-h (ciśnienie-entalpia) dla propanowego układu pompy ciepła (czynnik chłodniczy C_3H_8 – propan**).** Oś pozioma (x) przedstawia entalpię właściwą [kJ/kg]. Oś pionowa (y, logarytmiczna) odnosi się do ciśnienia [bar].

Wykres przedstawia cztery główne etapy obiegu termodynamicznego pompy ciepła w układzie parowo-sprężarkowym:

1) Parowanie – czynnik roboczy odparowuje przy niskim ciśnieniu.
2) Sprężanie – wzrost ciśnienia i temperatury w sprężarce.

3) Skraplanie – czynnik oddaje ciepło i skrapla się przy wysokim ciśnieniu.
4) Rozprężanie – obniżenie ciśnienia i temperatury.

Analiza zaznaczonego obiegu (zielona linia)

- Obszar nasycenia – zielona linia leży w obszarze zmiany fazy, co oznacza, że pompa ciepła działa w zakresie pary nasyconej i cieczy nasyconej.
- Sprężanie (pionowa linia) – wzrost ciśnienia i entalpii.
- Skraplanie (pozioma linia) – skraplanie przy wysokim ciśnieniu, prawdopodobnie w skraplaczu pompy ciepła.

Pompa ciepła działa prawidłowo, a cykl obejmuje standardowe etapy: sprężanie, skraplanie, rozprężanie i parowanie. Nie odnotowuje się przegrzania/wychłodzenia, ponieważ obieg kończy się na granicy pary nasyconej.

4.3.1 Analiza wyników trzech wariantów temperaturowych pompy ciepła

Poniżej przedstawione zostały wyniki symulacji w trzech różnych wersjach temperaturowych na wyjściu pompy ciepła:

- 40/60°C,
- 50°C,
- 40°C.

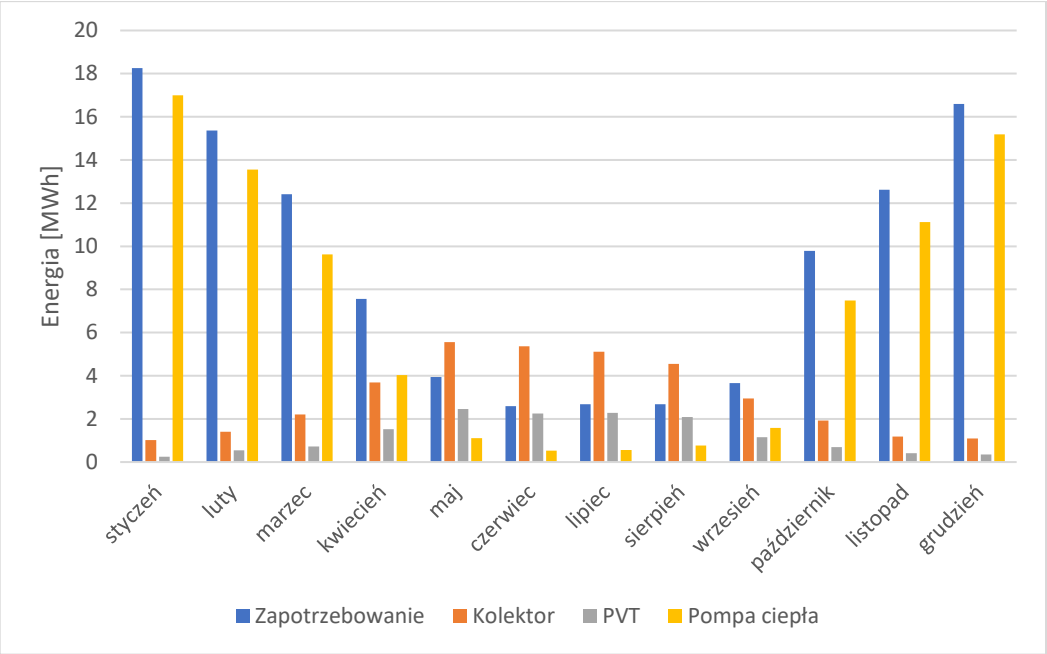
4.3.1.1 Wersja 1 – Temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

Tabela 17 przedstawia wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowanie na ciepło.

Tabela 17. Ilość produkowanego ciepła w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowanie na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło			Produkcja ciepła
	MWh	MWh	MWh	MWh
	Zapotrzebowanie	Kolektor	PV/T	Pompa ciepła
styczeń	18,25	1,025	0,24	17,00
luty	15,36	1,40	0,54	13,55
marzec	12,41	2,21	0,72	9,62
kwiecień	7,56	3,69	1,52	4,03
maj	3,94	5,56	2,46	1,11
czerwiec	2,60	5,37	2,25	0,53
lipiec	2,682	5,11	2,29	0,56
sierpień	2,68	4,54	2,09	0,76
wrzesień	3,67	2,94	1,16	1,59
październik	9,78	1,92	0,69	7,48
listopad	12,62	1,18	0,40	11,12
grudzień	16,59	1,09	0,36	15,18
suma	108,14	36,05	14,72	82,54

Rysunek 11 przedstawia wykres produkcji ciepła w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowanie na ciepło.



Rysunek 11. Produkcja ciepła w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

Produkcja ciepła z kolektorów słonecznych osiąga szczyt w czerwcu i lipcu (~5 MWh). W miesiącach zimowych (grudzień, styczeń, listopad) ich wydajność jest marginalna (poniżej 1 MWh) z powodu mniejszego nasłonecznienia i krótszego dnia.

System PV/T generuje energię w podobnym trendzie jak kolektory, ale jego maksymalna wydajność jest niższa – w czerwcu i lipcu wynosi ok. 2,5 MWh. W miesiącach zimowych PV/T dostarcza bardzo niewielkie ilości energii, poniżej 0,5 MWh.

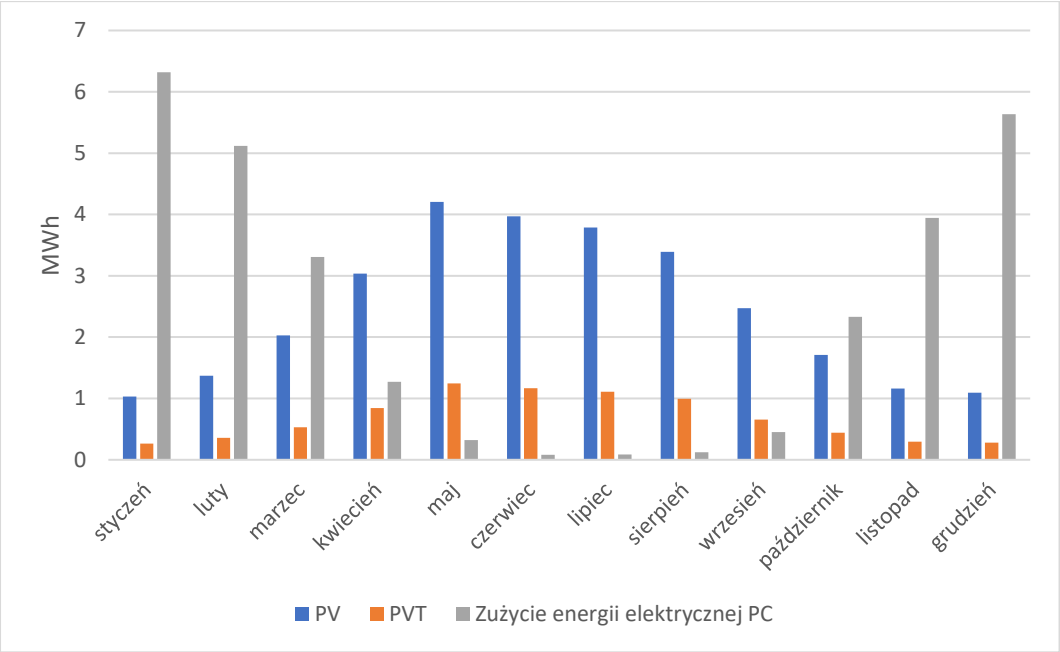
Największa produkcja energii cieplnej z pompy ciepła przypada na zimę: styczeń (~16,5 MWh), grudzień (~15 MWh). W miesiącach letnich pompa ciepła pracuje na minimalnym poziomie (1–2 MWh), dostarczając jedynie ciepłą wodę użytkową.

Tabela 18 przedstawia wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła.

Tabela 18. Wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

Miesiąc	Produkcja energii elektrycznej		Pompa ciepła
	MWh	MWh	MWh
	PV	PV/T	Zużycie energii elektrycznej PC
styczeń	1,03	0,26	6,31
luty	1,37	0,36	5,12
marzec	2,03	0,53	3,30
kwiecień	3,04	0,84	1,27
maj	4,20	1,25	0,32
czerwiec	3,97	1,17	0,08
lipiec	3,79	1,11	0,09
sierpień	3,39	0,99	0,12
wrzesień	2,47	0,66	0,45
październik	1,71	0,44	2,33
listopad	1,16	0,30	3,95
grudzień	1,09	0,28	5,64
suma	29,26	8,18	28,99

Rysunek 12 przedstawia wykres produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła.



Rysunek 12. Produkcja energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

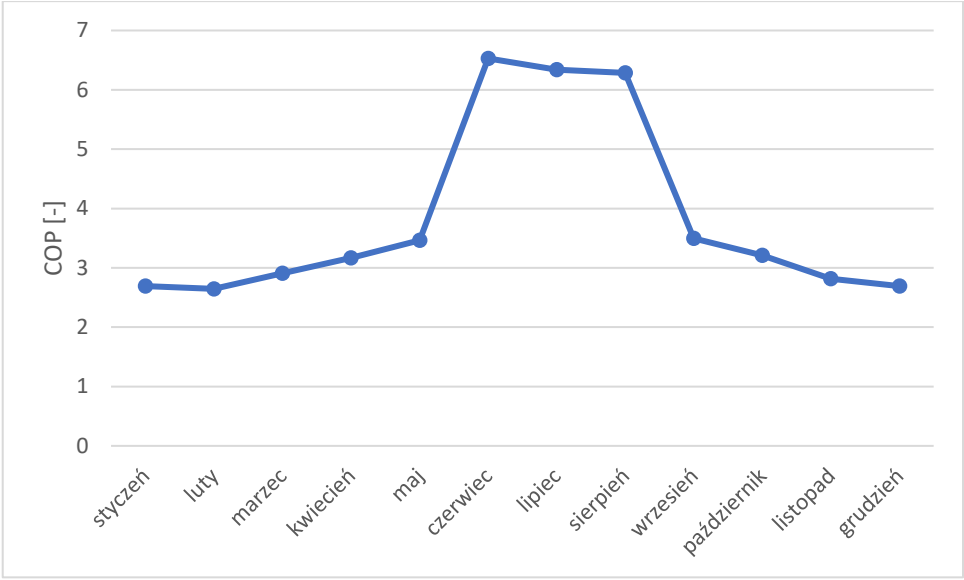
Największe zużycie energii elektrycznej przez pompę ciepła występuje w styczniu i grudniu (~6,5 MWh), co jest spowodowane wysokim zapotrzebowaniem na ciepło oraz niższą efektywnością pompy ciepła w niskich temperaturach otoczenia. Wysokie zużycie energii utrzymuje się również w lutym i listopadzie (5–6 MWh). Najniższe zużycie energii przez pompę ciepła przypada na miesiące letnie (maj–wrzesień), wynosząc poniżej 0,5 MWh. Jest to zgodne z niższym zapotrzebowaniem na ciepło oraz wyższą sprawnością pompy w cieplejszym okresie. Największa produkcja energii elektrycznej z PV przypada na miesiące letnie (maj–sierpień) i wynosi ok. 4 MWh miesięcznie. Najniższa produkcja występuje zimą (grudzień, styczeń, listopad), spadając poniżej 1 MWh. PV/T generuje znacznie mniej energii elektrycznej niż klasyczne PV. Maksymalna produkcja występuje w czerwcu i lipcu (~1 MWh), co stanowi jedynie 25% produkcji PV. W miesiącach zimowych (grudzień, styczeń, listopad) produkcja PV/T spada niemal do zera. Latem (maj–sierpień) łączna produkcja energii z PV i PV/T pokrywa zapotrzebowanie pompy ciepła, a nawet generuje nadwyżki. W zimie (grudzień–luty) produkcja PV i PV/T jest niewystarczająca – zużycie energii przez pompę ciepła jest kilkukrotnie wyższe niż generowana energia. W okresie przejściowym (marzec, październik, listopad) produkcja PV

i PV/T pokrywa tylko część zapotrzebowania pompy ciepła. Tabela 19 przedstawia wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła.

Tabela 19. Wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

Miesiąc	COP średnie [-]
styczeń	2,69
luty	2,65
marzec	2,91
kwiecień	3,16
maj	3,46
czerwiec	6,53
lipiec	6,34
sierpień	6,29
wrzesień	3,50
październik	3,21
listopad	2,82
grudzień	2,69
Średnioroczna	2,85

Rysunek 13 przedstawia wykres średniomiesięcznego COP pompy ciepła.



Rysunek 13. Średniomiesięczne COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

Najniższe COP (~2,5–3,0) występuje zimą (styczeń, luty, listopad, grudzień), co wynika z niskiej temperatury powietrza i wzrostu zużycia energii przez sprężarkę. Najwyższe COP (~6,5) osiągane jest w miesiącach letnich (czerwiec–sierpień), co wskazuje na optymalne warunki pracy pompy ciepła. COP rośnie stopniowo od marca i osiąga maksimum w czerwcu, a następnie zaczyna spadać od września. W okresach przejściowych (kwiecień – maj, wrzesień–październik) COP wynosi od 3,5 do 5,0 – sprawność jest wyższa niż zimą, ale niższa niż latem.

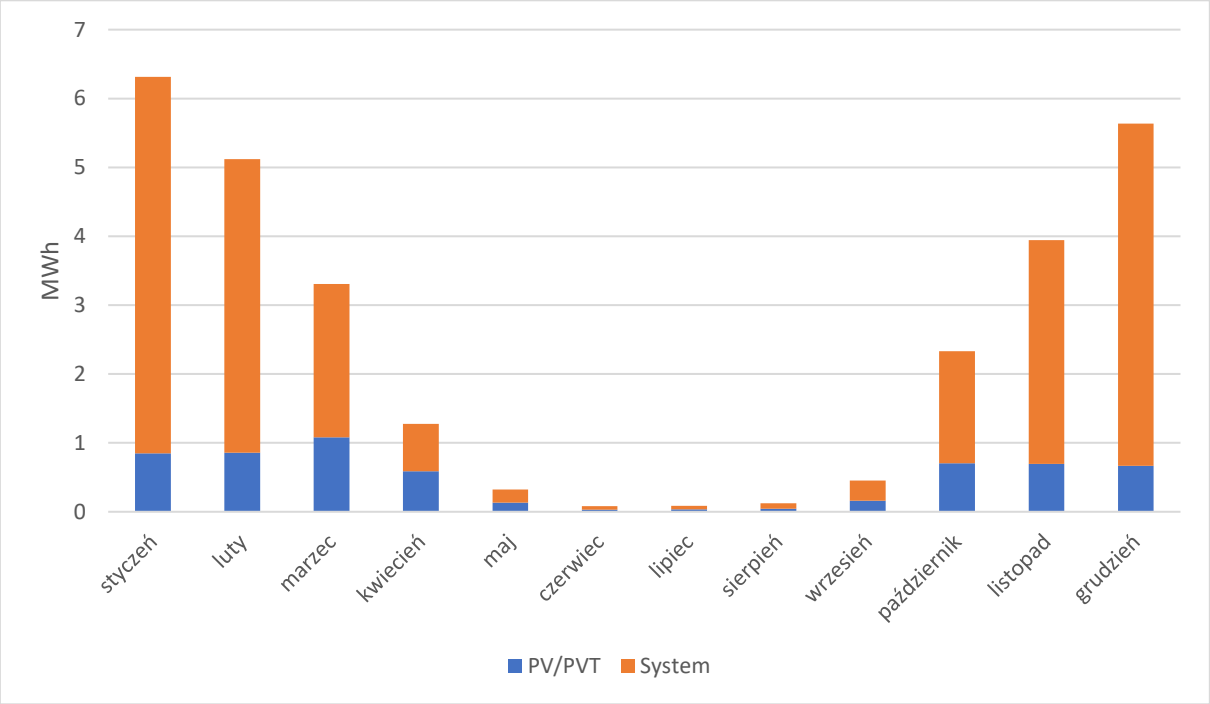
Tabela 20 przedstawia wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T.

Tabela 20. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

Miesiąc	MWh	%	MWh	%
	PV/PV/T		System	
styczeń	0,85	13,4%	5,47	86,6%
luty	0,86	16,8%	4,26	83,2%
marzec	1,08	32,7%	2,22	67,3%
kwiecień	0,59	46,2%	0,69	53,8%

maj	0,13	40,8%	0,19	59,2%
czerwiec	0,03	37,7%	0,05	62,3%
lipiec	0,03	39,8%	0,05	60,2%
sierpień	0,05	37,5%	0,08	62,5%
wrzesień	0,16	35,9%	0,29	64,1%
październik	0,70	30,2%	1,63	69,8%
listopad	0,69	17,6%	3,25	82,4%
grudzień	0,67	11,8%	4,97	88,2%
Sumarycznie	5,85	20,2%	23,15	79,8%

Rysunek 14 przedstawia bezpośrednie pokrycie zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T.



Rysunek 14. Bezpośrednie pokrycie zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

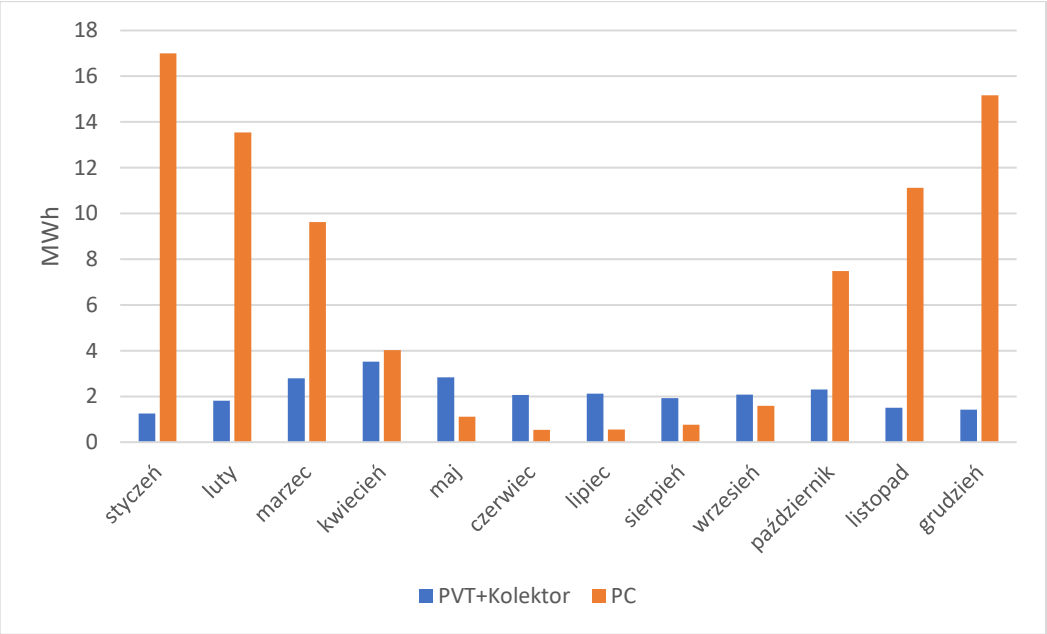
Najwyższe zapotrzebowanie na energię elektryczną PC występuje zimą (styczeń, luty, grudzień) i wynosi ok. 5–6 MWh miesięcznie, z czego PV/PV/T pokrywa jedynie niewielką część (~1 MWh). Najniższe zapotrzebowanie występuje w miesiącach letnich (czerwiec–sierpień) i wynosi mniej niż 0,2 MWh. W okresach przejściowych (kwiecień–

maj, wrzesień–październik) PV/PV/T dostarcza istotny, choć nadal ograniczony procent energii potrzebnej do działania pompy ciepła. Maksymalny udział PV/PV/T w pokryciu zapotrzebowania występuje w miesiącach letnich, gdy pompa ciepła zużywa najmniej energii. Tabela 21 przedstawia wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła.

Tabela 21. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

Miesiąc	MWh	MWh	%	%
	PV/T+Kolektor	PC	PV/T+Kolektor	PC
styczeń	1,25	17,00	6,9%	93,1%
luty	1,82	13,55	11,8%	88,2%
marzec	2,79	9,62	22,5%	77,5%
kwiecień	3,52	4,03	46,6%	53,4%
maj	2,83	1,11	71,8%	28,2%
czerwiec	2,06	0,53	79,4%	20,6%
lipiec	2,13	0,56	79,3%	20,7%
sierpień	1,92	0,76	71,5%	28,5%
wrzesień	2,08	1,59	56,8%	43,2%
październik	2,31	7,48	23,6%	76,5%
listopad	1,50	11,12	11,9%	88,1%
grudzień	1,42	15,18	8,6%	91,5%
sumarycznie	25,63	82,54	23,7%	76,3%

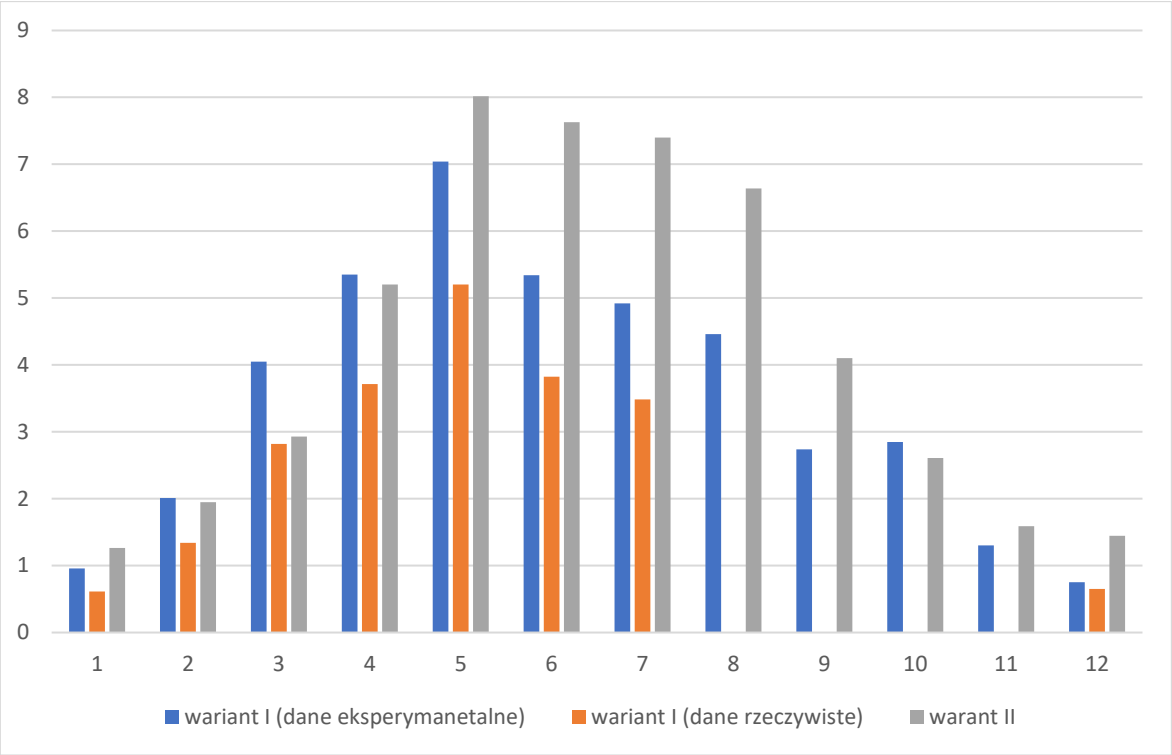
Rysunek 15 przedstawia bezpośrednie pokrycie zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła.



Rysunek 15. Bezpośrednie pokrycie zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

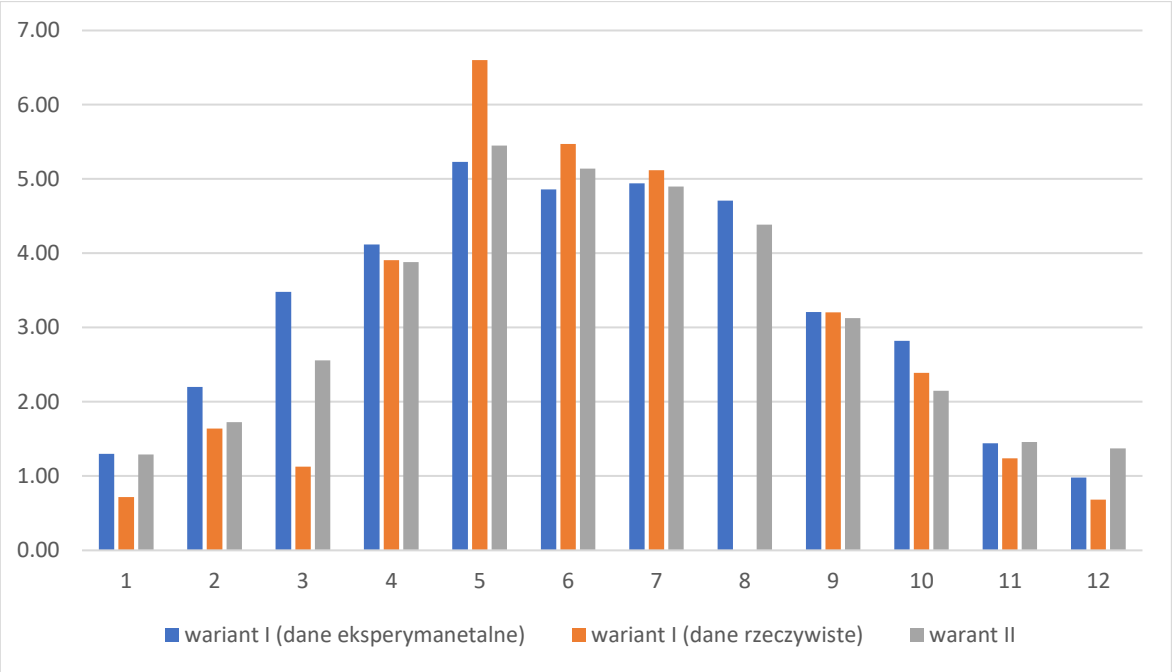
Najwyższe zapotrzebowanie na ciepło występuje w okresie zimowym (styczeń, luty, grudzień) i osiąga nawet 17 MWh, co wymusza intensywną pracę pompy ciepła. Najniższe zapotrzebowanie przypada na okres letni (czerwiec–sierpień) i wynosi poniżej 2 MWh, a systemy PV/T+kolektory mogą w pełni pokryć potrzeby cieplne. W okresach przejściowych (kwiecień–maj, wrzesień–październik) udział energii słonecznej rośnie, ale pompa ciepła nadal odgrywa istotną rolę w pokrywaniu zapotrzebowania. W miesiącach zimowych udział energii dostarczanej przez PV/T+kolektory jest marginalny. W okresie letnim systemy PV/T+kolektory mogą znacznie zmniejszyć zużycie energii przez pompę ciepła, co przekłada się na oszczędności eksploatacyjne.

Ostatnim krokiem było wykonanie analizy porównawczej pierwszego wariantu oraz drugiego wariantu dla temperatury 40/60°C pod kątem produkcji ciepła, produkcji energii elektrycznej, zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła oraz średniego COP pompy ciepła. Rysunek 16 przedstawia porównanie produkcji ciepła dla wariantu I i wariantu II.



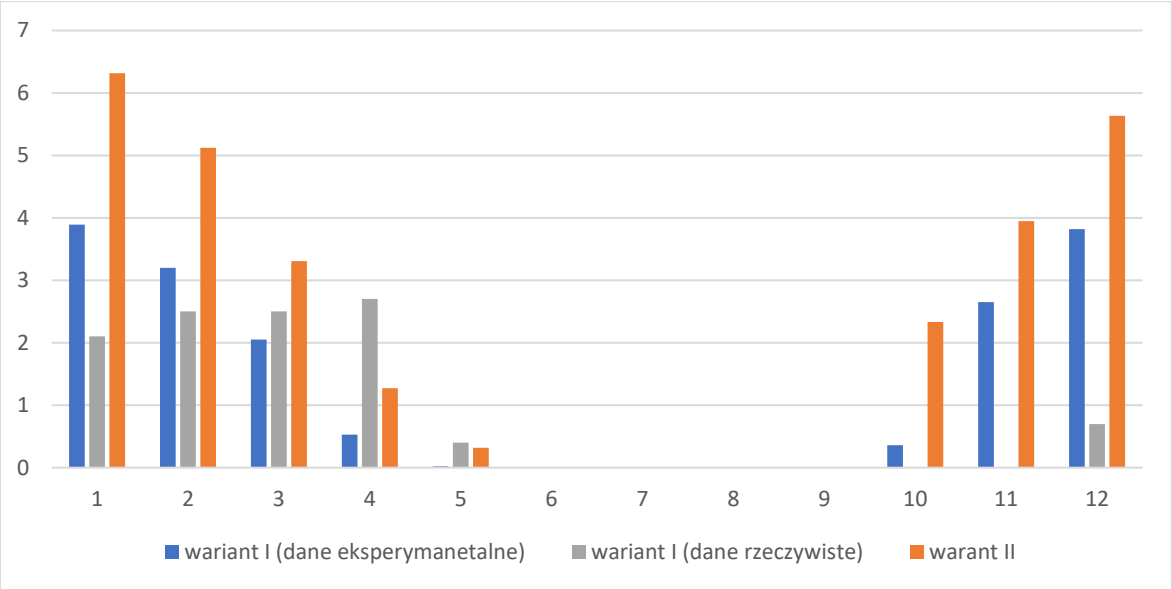
Rysunek 16. Porównanie produkcji ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

W miesiącach styczeń, maj, czerwiec, lipiec, sierpień, wrzesień, listopad oraz grudzień wariant II wykazuje wyższą produkcję ciepła niż wariant I (dane eksperymentalne). Najwyższy wynik dla wariantu II otrzymano w maju – 8,01 MWh natomiast najniższy w styczniu – 1,27 MWh. Rysunek 17 przedstawia porównanie produkcji energii elektrycznej dla wariantu I i wariantu II.



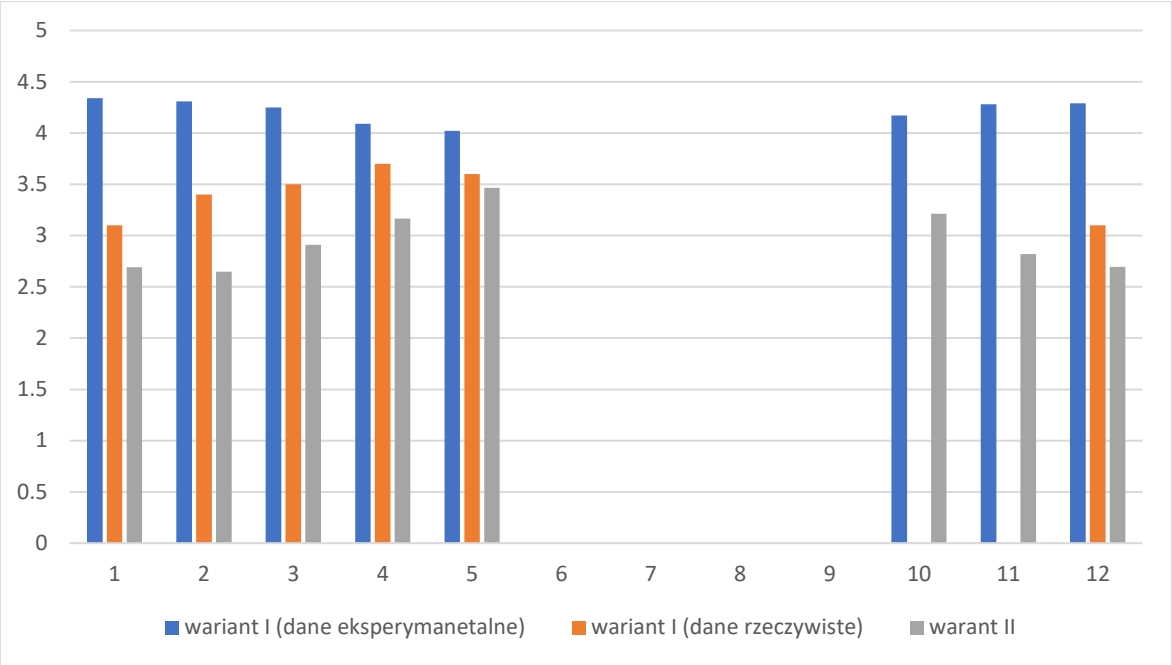
Rysunek 17. Porównanie produkcji energii elektrycznej dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

W okresie zimowym (miesiące styczeń–marzec oraz listopad, grudzień) produkcja energii elektrycznej we wszystkich wariantach utrzymuje się na niskim poziomie, jednak wariant I (eksperymentalny) osiąga wyższe wartości niż dane rzeczywiste oraz wariant II (z wyjątkiem grudnia, gdzie wyższy wynik jest dla wariantu II). W miesiącach letnich (maj–sierpień), dane rzeczywiste wariantu I wykazują najwyższą produkcję energii elektrycznej, szczególnie w maju (ponad 6,5 MWh), co czyni go najwydajniejszym wariantem w tym okresie. Wariant II pozostaje bardziej wyrównany i stabilny w skali całorocznej, jednak nie osiąga szczytowych wartości porównywalnych z rzeczywistymi danymi wariantu I. Rysunek 18 przedstawia porównanie zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła dla wariantu I i wariantu II



Rysunek 18. Porównanie zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

Analiza wskazuje, że w okresie zimowym (styczeń–marzec oraz listopad, grudzień) zużycie energii jest istotnie wyższe w obu wariantach, co jest zgodne z większym zapotrzebowaniem na ogrzewanie. Wariant II charakteryzuje się wyraźnie większym zużyciem energii w tych miesiącach – wartości sięgają nawet powyżej 6 MWh w styczniu, podczas gdy w wariancie I (dane eksperymentalne) zużycie w tym okresie wynosi około 4 MWh, a w danych rzeczywistych jeszcze mniej (ok. 2–3 MWh). Oznacza to, że wariant I jest bardziej energooszczędny w krytycznym sezonie grzewczym. Rysunek 19 przedstawia porównanie średniego COP pompy ciepła dla wariantu I i wariantu II.



Rysunek 19. Porównanie średniego COP pompy ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C

Analiza wykresu wskazuje, że wariant I (dane eksperymentalne) osiąga najwyższe wartości COP w całym analizowanym okresie, wynoszące od około 4,0 do 4,3. Wariant I (dane rzeczywiste) charakteryzuje się niższym COP, w przedziale od około 3,1 do 3,7, lecz nadal wyższym niż wariant II w większości miesięcy. Wariant II osiąga najniższe wartości COP, które mieszczą się w granicach od ok. 2,6 do 3,4, co wskazuje na mniejszą efektywność energetyczną w porównaniu z wariantem I. W okresie zimowym różnice między wariantami są szczególnie widoczne – wariant I (eksperymentalny) utrzymuje wysoki COP powyżej 4,0, podczas gdy wariant II nie przekracza wartości około 3,2. W miesiącach wiosennych obserwuje się poprawę COP w obu wariantach, jednak hierarchia pozostaje bez zmian.

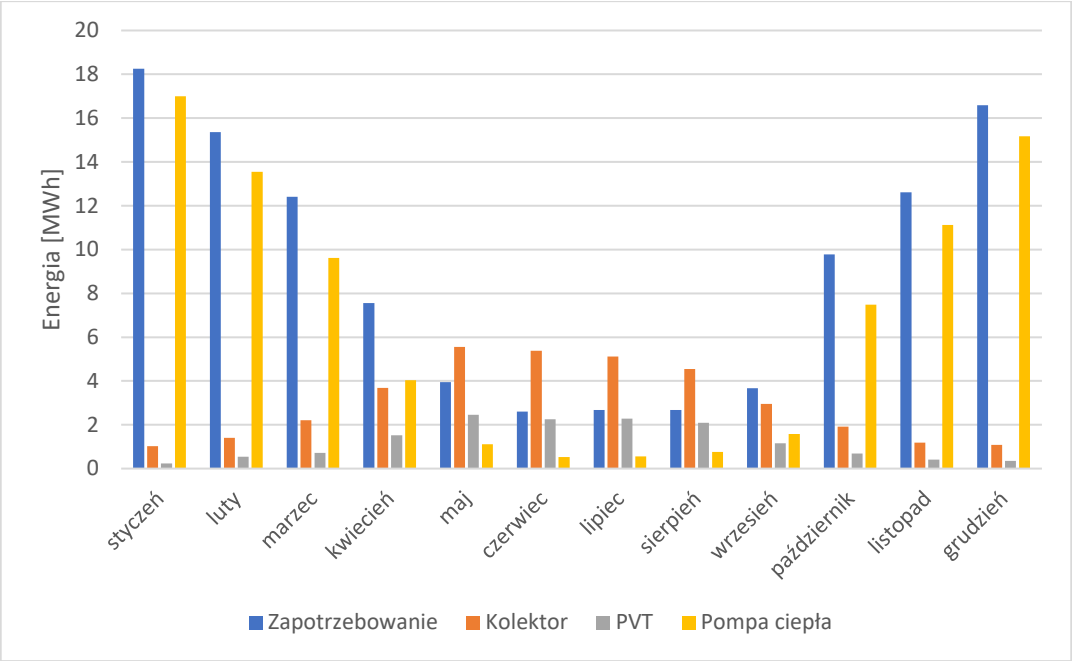
4.3.1.2 Wersja 2 – Temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

Tabela 22 przedstawia wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na ciepło.

Tabela 22. Wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło			Produkcja ciepła
	MWh	MWh	MWh	MWh
	Zapotrzebowanie	Kolektor	PV/T	Pompa ciepła
styczeń	18,25	1,02	0,24	17,00
luty	15,36	1,40	0,54	13,55
marzec	12,41	2,21	0,72	9,62
kwiecień	7,56	3,69	1,52	4,03
maj	3,94	5,56	2,46	1,11
czerwiec	2,60	5,37	2,25	0,54
lipiec	2,68	5,11	2,29	0,56
sierpień	2,68	4,54	2,09	0,76
wrzesień	3,67	2,95	1,16	1,59
październik	9,78	1,92	0,69	7,48
listopad	12,62	1,18	0,41	11,12
grudzień	16,59	1,09	0,36	15,17
suma	108,15	36,05	14,72	82,53

Rysunek 20 przedstawia wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na ciepło.



Rysunek 20. Wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

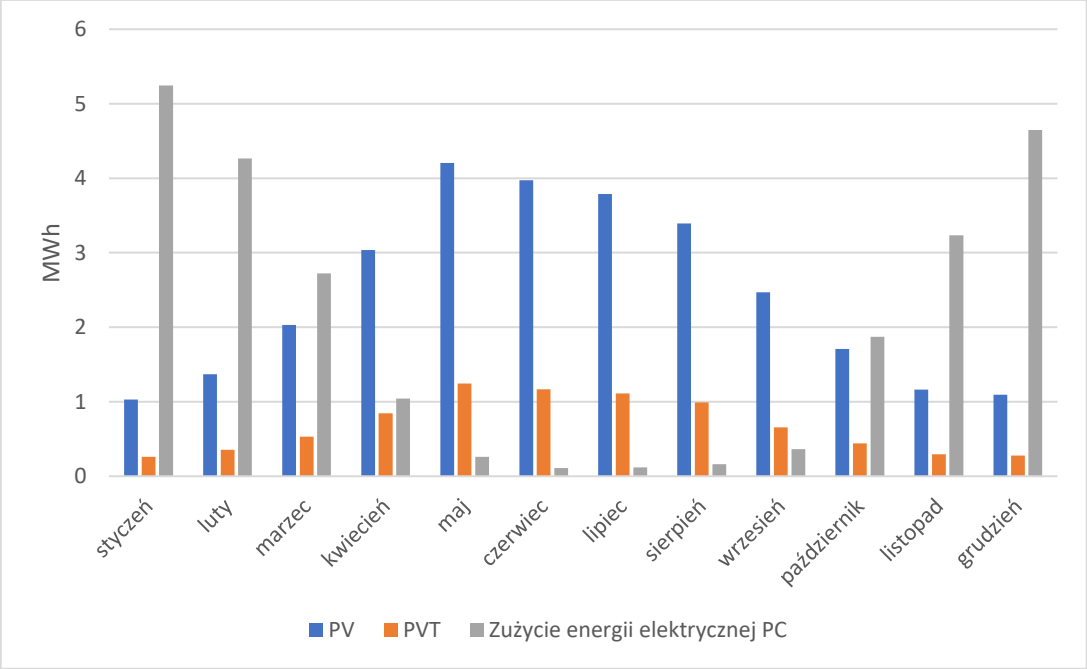
Największe zapotrzebowanie na ciepło występuje zimą, co oznacza duże obciążenie pompy ciepła i konieczność stabilnego źródła energii. Latem system solarny pokrywa większość potrzeb cieplnych, minimalizując pracę pompy ciepła i oszczędzając energię elektryczną. W okresach przejściowych (wiosna, jesień) widoczny jest stopniowy wzrost udziału energii słonecznej, ale pompa ciepła wciąż pozostaje istotnym elementem systemu grzewczego. Tabela 23 przedstawia wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła.

Tabela 23. Wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

Miesiąc	Produkcja energii elektrycznej		Pompa ciepła
	MWh	MWh	MWh
	PV	PV/T	Zużycie energii elektrycznej PC
styczeń	1,03	0,26	5,25
luty	1,37	0,36	4,26
marzec	2,03	0,53	2,72

kwiecień	3,04	0,84	1,04
maj	4,20	1,25	0,26
czerwiec	3,97	1,17	0,11
lipiec	3,79	1,11	0,12
sierpień	3,39	0,99	0,16
wrzesień	2,47	0,66	0,36
październik	1,71	0,44	1,87
listopad	1,16	0,30	3,24
grudzień	1,09	0,28	4,65
suma	29,25	8,18	24,05

Rysunek 21 przedstawia wyniki energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła.



Rysunek 21. Wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

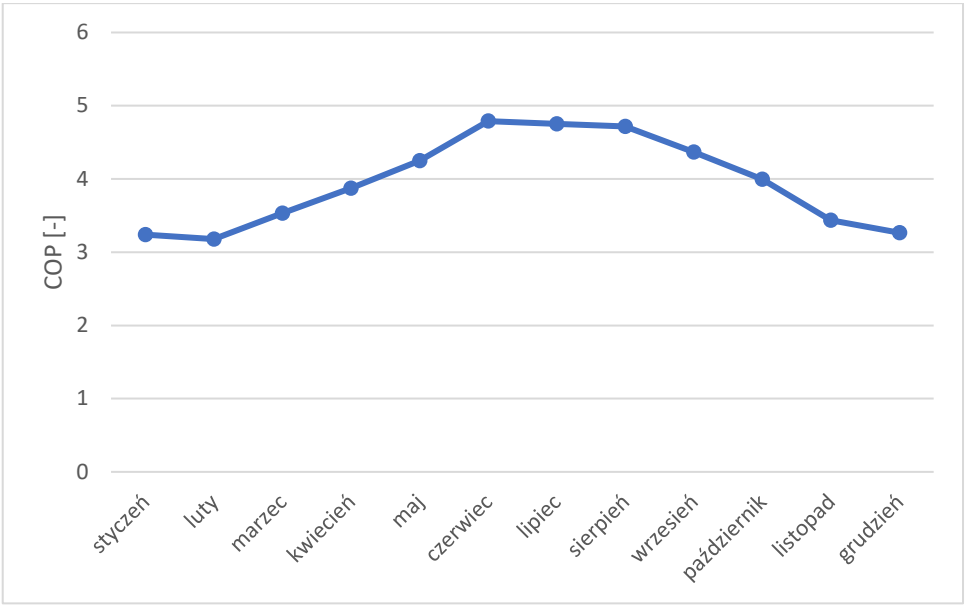
Zimą produkcja energii elektrycznej jest niewystarczająca w stosunku do potrzeb pompy ciepła, co oznacza konieczność korzystania z zewnętrznych źródeł energii (np. sieci elektroenergetycznej).

Optymalne wykorzystanie energii z PV i PV/T występuje w okresie przejściowym (wiosna–jesień), gdy produkcja i zużycie są bardziej zbilansowane. Tabela 24 przedstawia wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła.

Tabela 24. Wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

Miesiąc	COP średnie
styczeń	3,24
luty	3,18
marzec	3,53
kwiecień	3,87
maj	4,25
czerwiec	4,79
lipiec	4,75
sierpień	4,72
wrzesień	4,37
październik	4,00
listopad	3,44
grudzień	3,26
Całoroczna	3,43

Rysunek 22 przedstawia wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła.



Rysunek 22. Wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

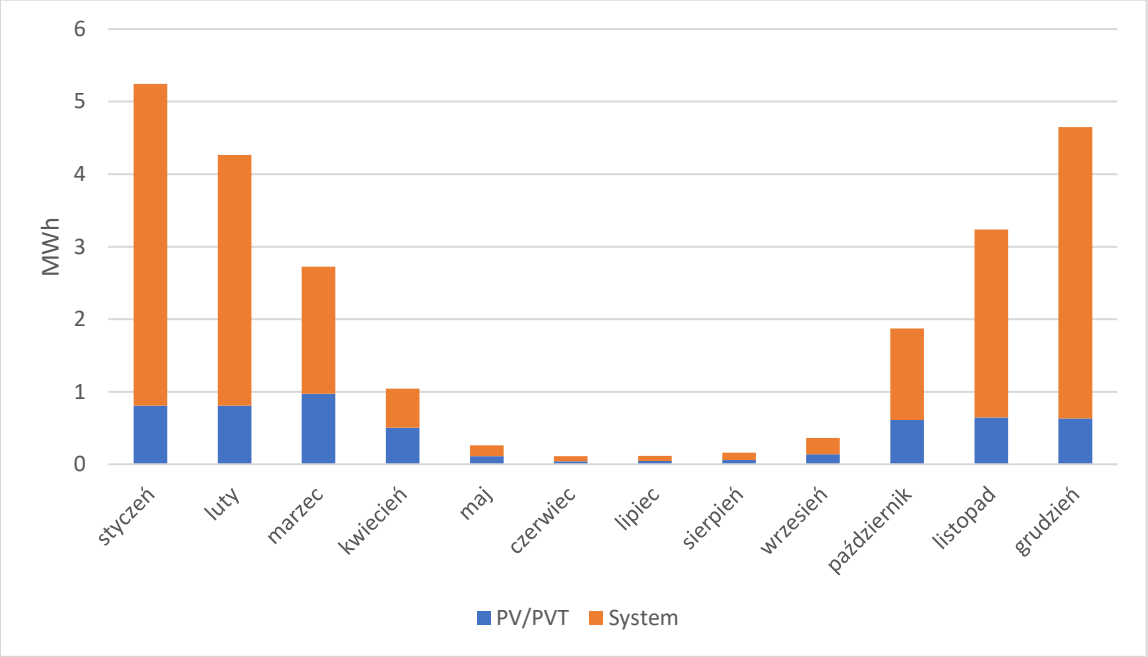
COP zmienia się w zależności od sezonu – najwyższe wartości osiąga latem (~5), a najniższe zimą (~3). Wysoki COP w cieplejszych miesiącach oznacza, że pompa ciepła działa w tych okresach bardzo efektywnie, szczególnie w zakresie podgrzewania wody użytkowej. Zimą pompa ciepła zużywa więcej energii elektrycznej, co zwiększa koszty eksploatacyjne – dlatego ważne jest optymalne dobranie mocy systemu i ewentualne wsparcie innymi źródłami ciepła (np. magazyn ciepła, dogrzewanie z fotowoltaiki). Średni roczny COP jest na poziomie około 4, co oznacza, że pompa ciepła jest wydajnym źródłem ogrzewania w skali całego roku. Tabela 25 przedstawia wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T.

Tabela 25. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

Miesiąc	MWh	%	MWh	%
	PV/PV/T		System	
styczeń	0,81	15,4%	4,44	84,6%
luty	0,81	19,0%	3,45	81,0%
marzec	0,97	35,7%	1,75	64,3%
kwiecień	0,50	48,5%	0,54	51,5%
maj	0,11	42,2%	0,15	57,8%

czerwiec	0,04	37,0%	0,07	63,0%
lipiec	0,05	39,1%	0,07	60,9%
sierpień	0,06	35,7%	0,10	64,3%
wrzesień	0,14	37,7%	0,23	62,3%
październik	0,61	32,6%	1,26	67,4%
listopad	0,65	19,9%	2,59	80,1%
grudzień	0,63	13,6%	4,01	86,4%
Sumarycznie	5,37	22,3%	18,68	77,7%

Rysunek 23 przedstawia wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T.



Rysunek 23. Bezpośrednie pokrycie zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

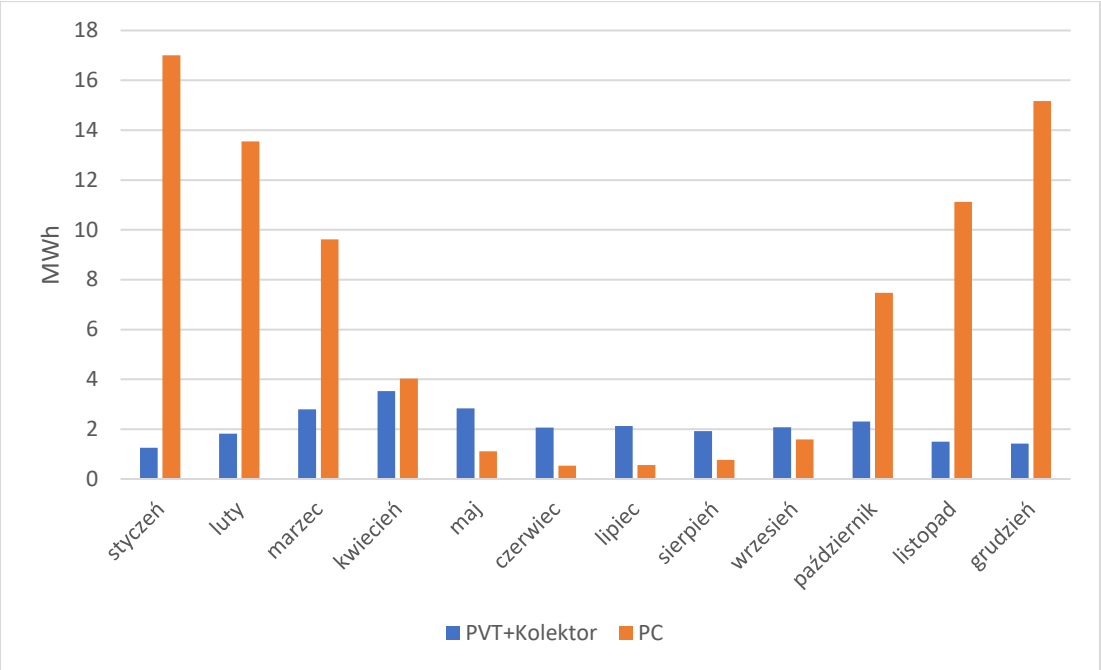
Zimą i w okresach przejściowych (październik–kwiecień) większość energii dla pompy ciepła musi pochodzić z sieci, ponieważ PV i PV/T generują niewystarczającą ilość energii elektrycznej. Latem PV i PV/T mogą niemal całkowicie pokryć zapotrzebowanie pompy ciepła, co prowadzi do minimalnego zużycia energii z sieci. Im większa produkcja energii z PV i PV/T, tym mniejsze obciążenie sieci oraz niższe koszty eksploatacyjne systemu. Maksymalne pokrycie zapotrzebowania energią z PV i PV/T występuje

w miesiącach letnich, natomiast w zimie konieczne jest korzystanie z sieci energetycznej. Tabela 26 przedstawia wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła.

Tabela 26. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

Miesiąc	MWh	MWh	%	%
	PV/T+Kolektor	PC	PV/T+Kolektor	PC
styczeń	1,25	17,00	6,9%	93,2%
luty	1,82	13,55	11,8%	88,2%
marzec	2,79	9,62	22,5%	77,5%
kwiecień	3,52	4,03	46,6%	53,4%
maj	2,83	1,11	71,8%	28,2%
czerwiec	2,06	0,54	79,4%	20,6%
lipiec	2,13	0,56	79,3%	20,7%
sierpień	1,92	0,76	71,5%	28,5%
wrzesień	2,08	1,59	56,8%	43,2%
październik	2,31	7,48	23,6%	76,5%
listopad	1,50	11,12	11,9%	88,1%
grudzień	1,42	15,17	8,6%	91,4%
Sumarycznie	25,63	82,53	23,7%	76,3%

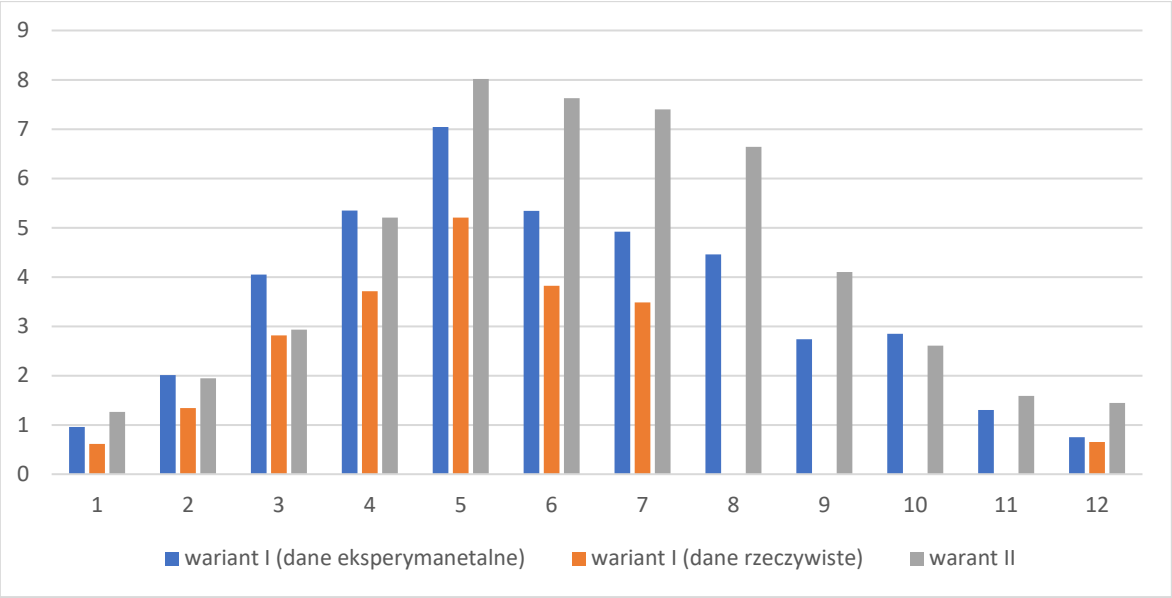
Rysunek 24 przedstawia wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła



Rysunek 24. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

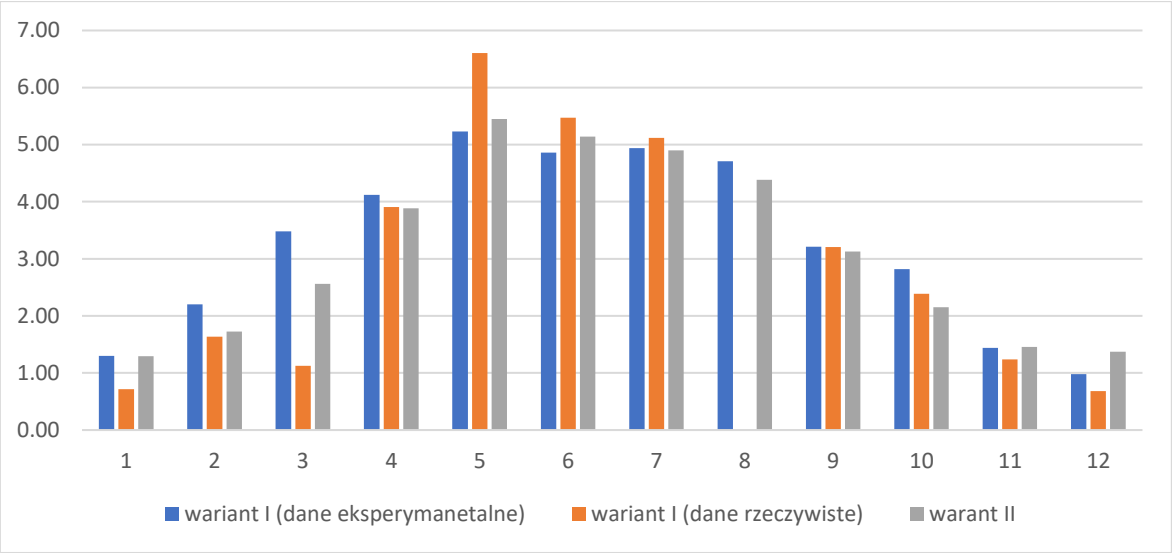
Zimą pompa ciepła jest głównym źródłem ciepła, ponieważ PV/T i kolektory produkują bardzo mało energii cieplnej. Latem PV/T i kolektory słoneczne mogą niemal całkowicie pokryć zapotrzebowanie na ciepło, co zmniejsza zużycie energii przez pompę ciepła. Wiosną i jesienią systemy solarne wspomagają pompę ciepła, ale nie są w stanie całkowicie zastąpić jej pracy.

Ostatnim etapem było wykonanie analizy porównawczej pierwszego wariantu oraz drugiego wariantu dla temperatury 50°C pod kątem produkcji ciepła, produkcji energii elektrycznej, zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła oraz średniego COP pompy ciepła. Rysunek 25 przedstawia porównanie produkcji ciepła dla wariantu I i wariantu II.



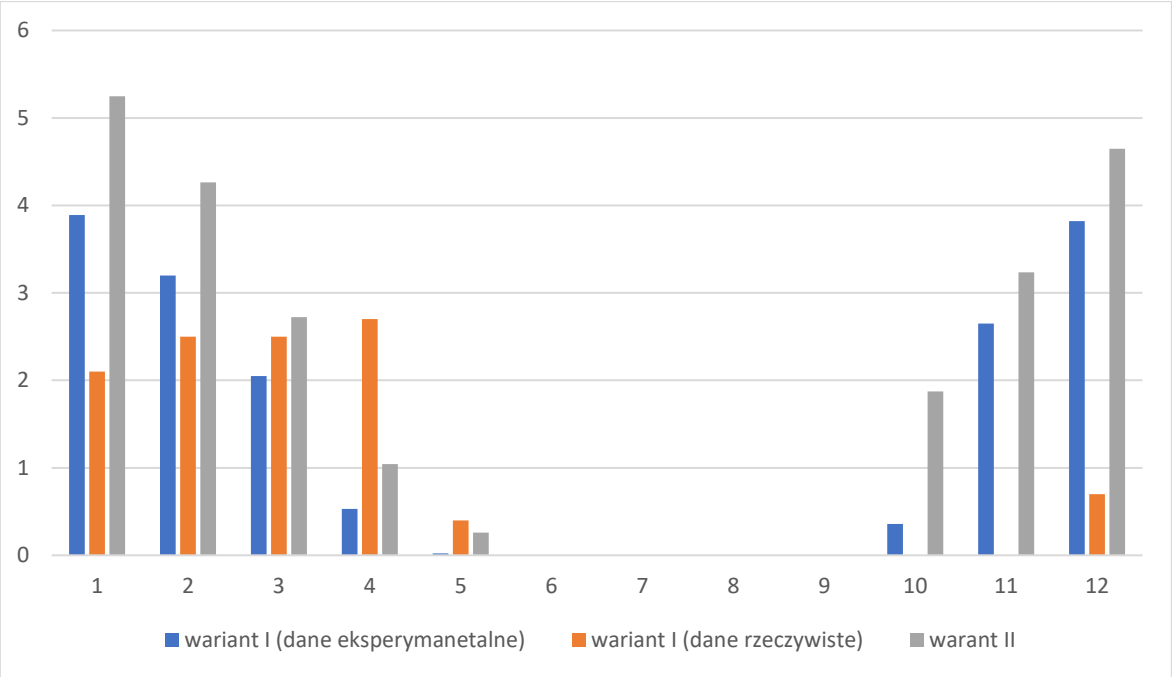
Rysunek 25. Porównanie produkcji ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

Analiza wykresu wskazuje, że wariant II osiąga wyraźnie wyższą produkcję ciepła w ujęciu rocznym, szczególnie w okresie letnim, gdzie wartości sięgają poziomu 7–8 MWh. Wariant I, zarówno w ujęciu eksperymentalnym, jak i rzeczywistym, charakteryzuje się znacznie niższą efektywnością w tym samym czasie, osiągając maksymalnie ok. 6–7 MWh w szczycie. W miesiącach zimowych przewaga wariantu II jest również widoczna, choć różnice są mniejsze ze względu na ogólnie niższą produkcję energii cieplnej w tym okresie. Wariant II utrzymuje stabilnie wyższe wartości względem wariantu I, co potwierdza jego większą skuteczność zarówno w warunkach ograniczonego nasłonecznienia, jak i w sezonie letnim. Rysunek 26 przedstawia porównanie produkcji energii elektrycznej dla wariantu I i wariantu II.



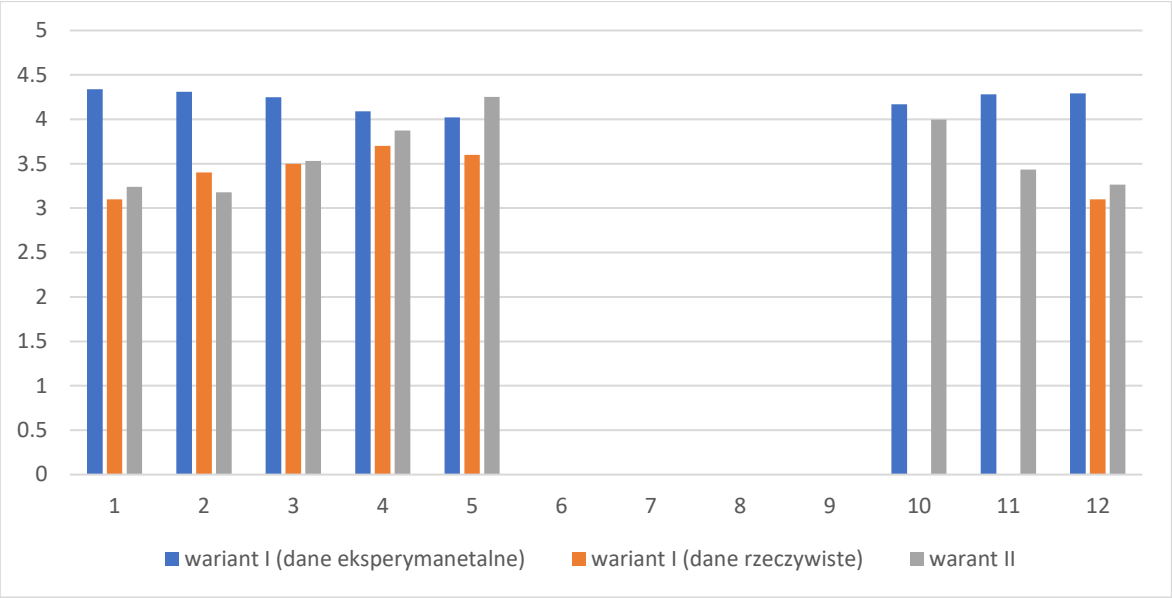
Rysunek 26. Porównanie produkcji energii elektrycznej dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

Analiza wyników wskazuje, że wariant I (dane rzeczywiste) osiąga najwyższą produkcję energii elektrycznej w skali roku, szczególnie w okresie letnim, gdzie wartości sięgają powyżej 6,5 MWh. Dane eksperymentalne wariantu I również prezentują wysoki poziom, przewyższając w większości miesięcy wartości wariantu II. Wariant II cechuje się nieco niższą efektywnością, choć jego wyniki pozostają zbliżone do wariantu I w części okresów. W miesiącach zimowych różnice między wariantami są wyraźne – wariant I (zarówno w danych eksperymentalnych, jak i rzeczywistych) utrzymuje przewagę, co świadczy o jego lepszej wydajności przy ograniczonym nasłonecznieniu. Wariant II, mimo stabilnej produkcji, nie osiąga porównywalnych wartości, co wskazuje na mniejszą efektywność w trudniejszych warunkach pogodowych. Rysunek 27 przedstawia porównanie zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła dla wariantu I i wariantu II.



Rysunek 27. Porównanie zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

Analiza wyników wskazuje, że wariant II charakteryzuje się wyraźnie wyższym zużyciem energii w skali roku, osiągając wartości od ok. 4,26 MWh do 5,25 MWh w okresach grzewczych (styczeń, luty, grudzień). Wariant I (dane eksperymentalne) jest bardziej energooszczędny, notując w tych samych miesiącach niższe wartości, na poziomie 3,89 MWh w styczniu, 3,2 MWh w lutym i 3,82 MWh w grudniu. Wariant I (dane rzeczywiste) wykazuje jeszcze mniejsze zużycie energii, z wartościami 2,1 MWh w styczniu, 2,5 MWh w lutym i 0,7 MWh w grudniu, co sugeruje wysoką efektywność w realnych warunkach. Podsumowując, wariant I, szczególnie w danych rzeczywistych, jest zdecydowanie bardziej efektywny energetycznie niż wariant II, co przekłada się na niższe koszty eksploatacji systemu i mniejsze obciążenie sieci energetycznej. Rysunek 28 przedstawia porównanie średniego COP pompy ciepła dla wariantu I i wariantu II.



Rysunek 28. Porównanie średniego COP pompy ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C

Wyniki jednoznacznie wskazują, że wariant I osiąga wyższą efektywność w całym analizowanym okresie. Największe różnice pomiędzy wariantami widoczne są w sezonie zimowym (miesiące styczeń, luty, grudzień), w którym współczynnik COP dla wariantu I (dane eksperymentalne) wynosi odpowiednio 4,34; 4,31 i 4,25, natomiast dla wariantu I (dane rzeczywiste) odpowiednio 3,1; 3,4 i 3,5, a dla wariantu II – 3,24; 3,17 i 3,53. Pokazuje to, że pompa ciepła w wariancie I, nawet przy uwzględnieniu danych rzeczywistych, pracuje z wyższą sprawnością niż w wariancie II, co ma istotne znaczenie dla efektywności energetycznej w miesiącach o największym zapotrzebowaniu na ciepło. W okresie wiosennym różnice pomiędzy wariantami są mniej wyraźne. W maju najwyższy COP osiąga wariant II – 4,25, co stanowi wyjątek w całej analizie. W pozostałych miesiącach wiosennych wartości COP dla wariantu I (eksperymentalne) pozostają na stabilnym poziomie 4,0–4,25, podczas gdy dla wariantu II są nieco niższe, w zakresie 3,5–3,9. Dane rzeczywiste dla wariantu I pozostają niższe niż wartości eksperymentalne, jednak nadal są porównywalne lub wyższe od wyników wariantu II w większości miesięcy.

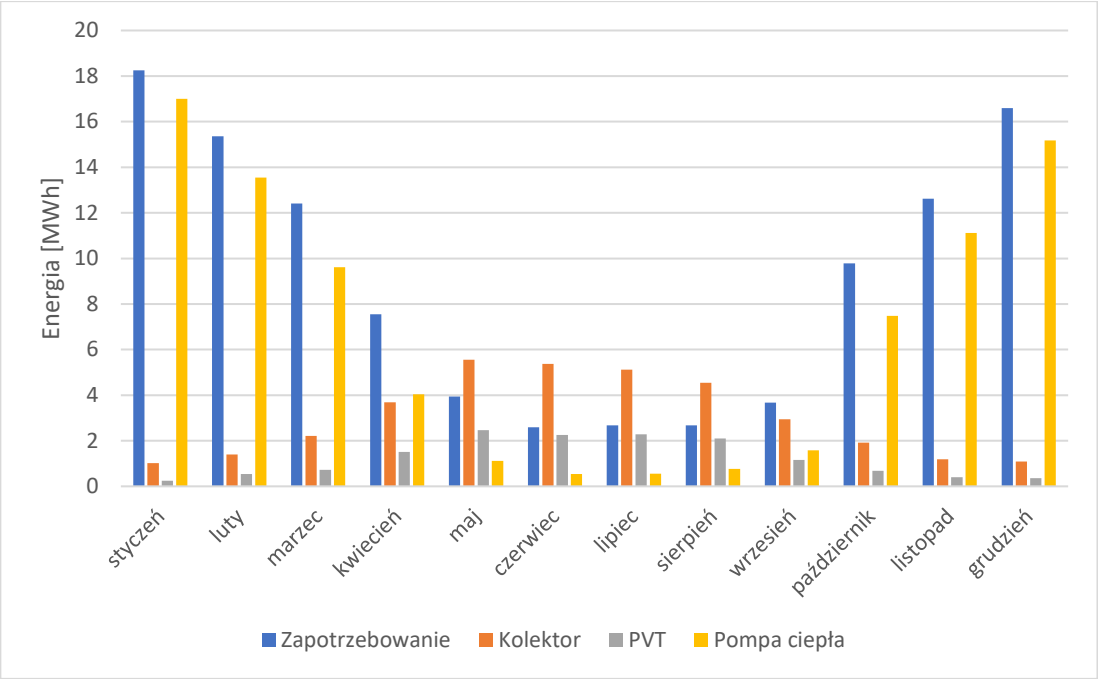
4.3.1.3 Wersja 3 – Temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Tabela 27 przedstawia wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowania na ciepło.

Tabela 27. Wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowania na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Miesiąc	Zapotrzebowanie na ciepło			Produkcja ciepła
	MWh	MWh	MWh	MWh
	Zapotrzebowanie	Kolektor	PV/T	Pompa ciepła
styczeń	18,25	1,02	0,24	17,00
luty	15,36	1,40	0,54	13,55
marzec	12,41	2,21	0,72	9,62
kwiecień	7,56	3,69	1,52	4,03
maj	3,94	5,56	2,46	1,11
czerwiec	2,60	5,37	2,25	0,53
lipiec	2,68	5,11	2,29	0,55
sierpień	2,68	4,54	2,09	0,76
wrzesień	3,67	2,95	1,16	1,58
październik	9,78	1,92	0,69	7,48
listopad	12,62	1,18	0,41	11,12
grudzień	16,59	1,09	0,36	15,17
suma	108,15	36,05	14,72	82,52

Rysunek 29 przedstawia wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowania na ciepło.



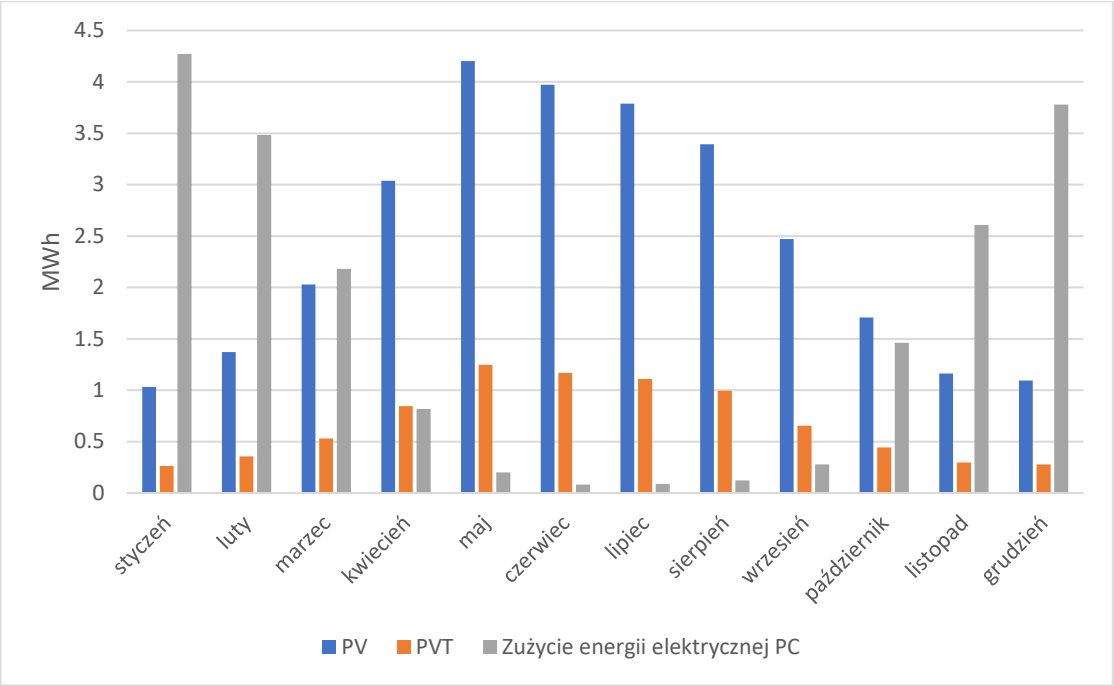
Rysunek 29. Wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowania na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Zapotrzebowanie na ciepło jest najwyższe w miesiącach zimowych (grudzień–luty) i wymaga intensywnej pracy pompy ciepła. W miesiącach letnich (maj–sierpień) kolektory i PV/T mogą dostarczać znaczną ilość energii cieplnej, co odciąża pompę ciepła. Wiosną i jesienią (kwiecień, październik) produkcja energii odnawialnej jest umiarkowana, ale nadal wspiera pracę pompy ciepła. System najlepiej funkcjonuje w miesiącach przejściowych i letnich, gdy energia słoneczna znacząco redukuje zużycie energii elektrycznej przez pompę ciepła. Tabela 28 przedstawia wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła.

Tabela 28. Wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Miesiąc	Produkcja energii elektrycznej		Pompa ciepła
	MWh	MWh	MWh
	PV	PV/T	Zużycie energii elektrycznej PC
styczeń	1,03	0,26	4,27
luty	1,37	0,36	3,48
marzec	2,02	0,53	2,18
kwiecień	3,03	0,84	0,81
maj	4,20	1,25	0,20
czerwiec	3,97	1,17	0,08
lipiec	3,79	1,11	0,09
sierpień	3,39	0,99	0,12
wrzesień	2,47	0,66	0,28
październik	1,71	0,44	1,46
listopad	1,16	0,30	2,61
grudzień	1,09	0,28	3,78
suma	29,26	8,18	19,38

Rysunek 30 przedstawia wyniki energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła.



Rysunek 30. Wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

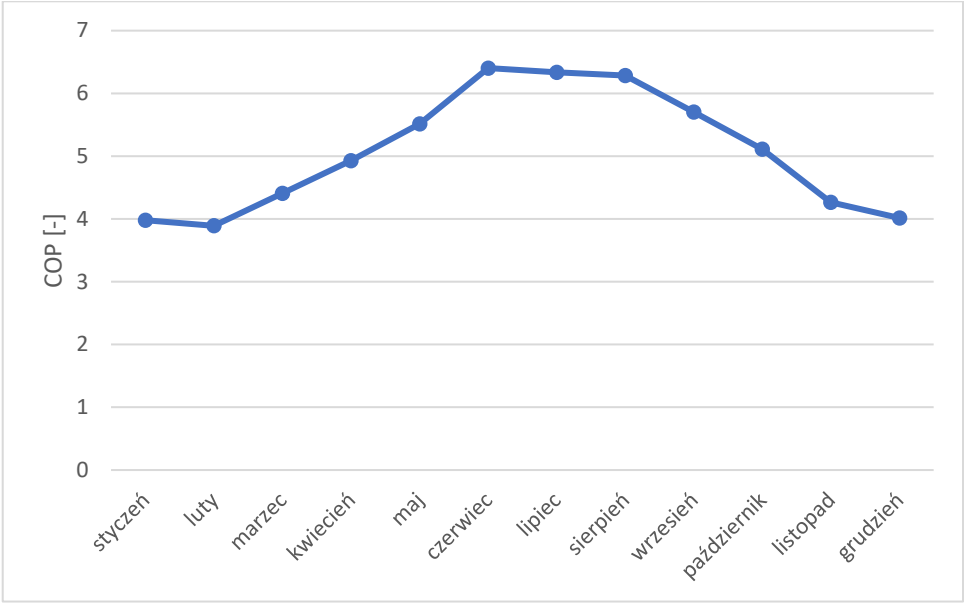
W miesiącach zimowych produkcja energii elektrycznej jest niewystarczająca do pokrycia zapotrzebowania pompy ciepła. Latem produkcja energii z PV znacznie przewyższa zapotrzebowanie pompy ciepła, co może prowadzić do nadwyżek energii elektrycznej. Panele PV/T mają niższą produkcję energii elektrycznej niż PV, ale zapewniają dodatkowe ciepło, co może częściowo odciążyć pompę ciepła. System jest najbardziej efektywny w miesiącach letnich i przejściowych, gdy produkcja energii elektrycznej jest wysoka, a zużycie energii przez pompę ciepła jest niskie. Tabela 29 przedstawia wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła.

Tabela 29. Wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Miesiąc	COP średnie
styczeń	3,98
luty	3,89
marzec	4,40
kwiecień	4,92
maj	5,51

czerwiec	6,40
lipiec	6,34
sierpień	6,28
wrzesień	5,70
październik	5,11
listopad	4,26
grudzień	4,01
Całoroczna	4,26

Rysunek 31 przedstawia średniomiesięczne COP pompy ciepła.



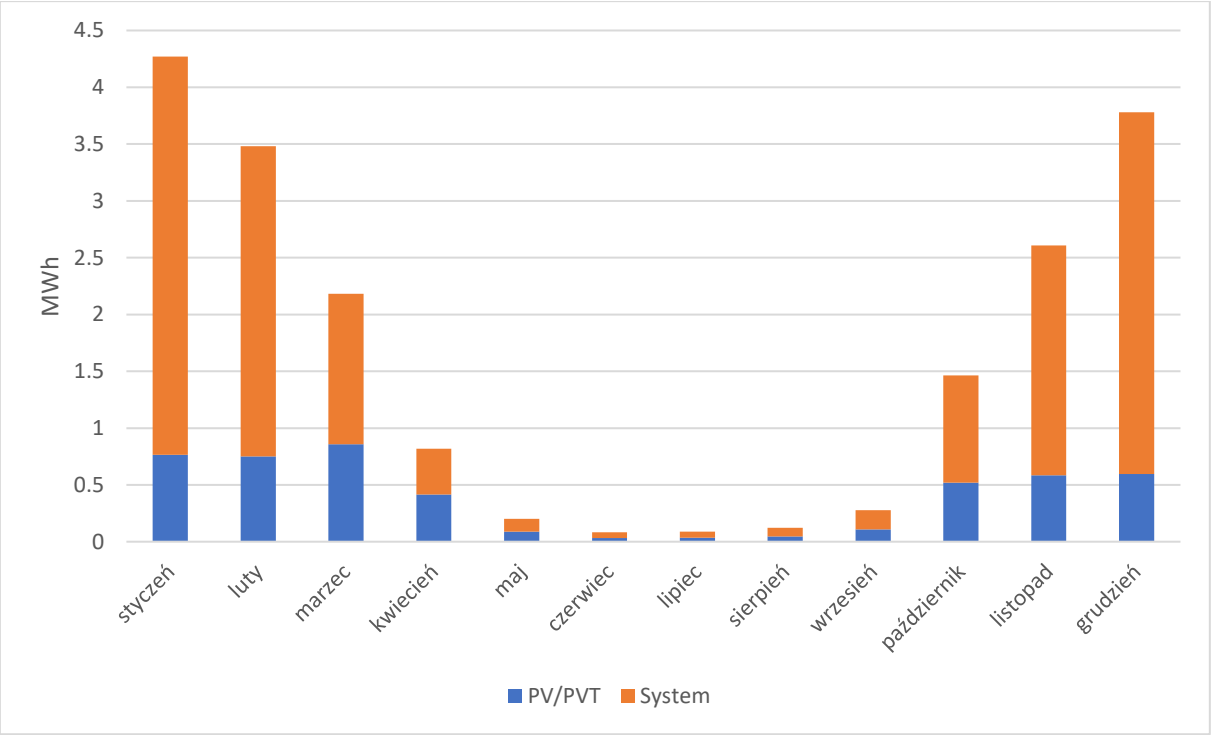
Rysunek 31. Średniomiesięczne COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Efektywność pompy ciepła jest najwyższa w okresie letnim, co oznacza niższe zużycie energii elektrycznej na jednostkę ciepła. Najniższe wartości COP występują zimą, co oznacza, że w tym okresie pompa ciepła pracuje mniej efektywnie i zużywa więcej energii elektrycznej. System jest najbardziej efektywny w miesiącach ciepłych i przejściowych. Tabela 30 przedstawia wyniki bezpośredniego zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T.

Tabela 30. Wyniki bezpośredniego zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Miesiąc	MWh	%	MWh	%
	PV/PV/T		System	
styczeń	0,76	17,9%	3,51	82,1%
luty	0,75	21,6%	2,73	78,4%
marzec	0,86	39,3%	1,32	60,7%
kwiecień	0,41	50,7%	0,40	49,3%
maj	0,09	43,7%	0,11	56,3%
czerwiec	0,03	37,9%	0,05	62,1%
lipiec	0,03	39,7%	0,05	60,3%
sierpień	0,05	37,5%	0,08	62,5%
wrzesień	0,11	39,4%	0,17	60,6%
październik	0,52	35,6%	0,94	64,4%
listopad	0,58	22,4%	2,02	77,6%
grudzień	0,60	15,8%	3,18	84,2%
Sumarycznie	4,80	24,8%	14,58	75,2%

Rysunek 32 przedstawia wyniki bezpośredniego zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T.



Rysunek 32. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

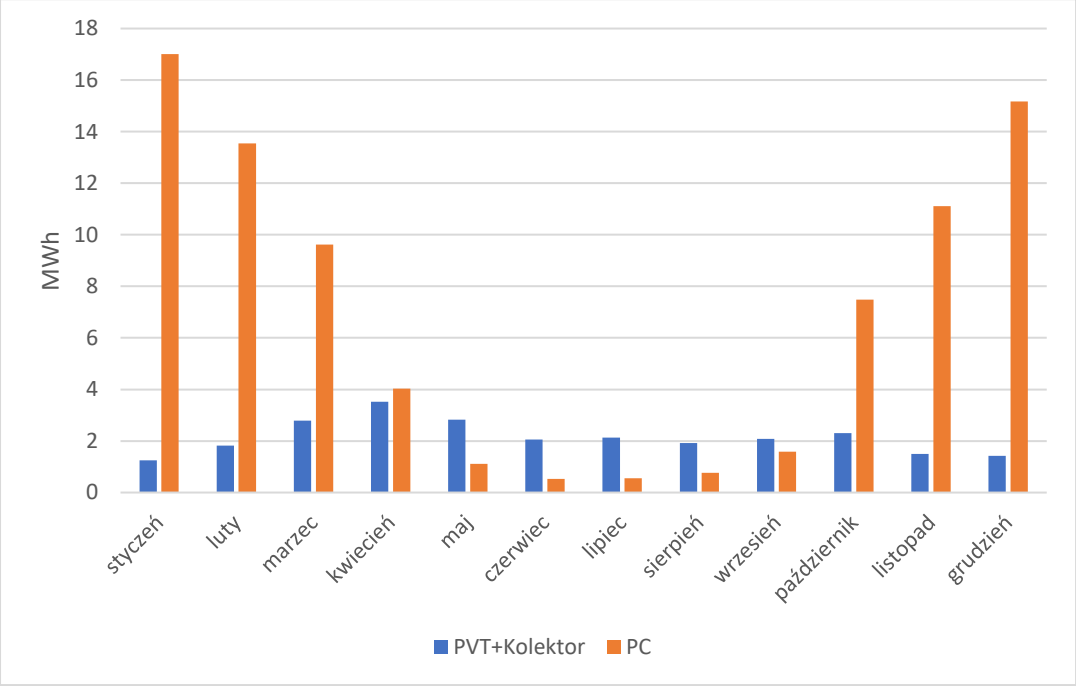
W miesiącach zimowych system PV/PV/T nie jest w stanie pokryć zapotrzebowania pompy ciepła. Największy udział PV/PV/T w pokryciu zapotrzebowania występuje w miesiącach przejściowych (wiosna, jesień). W okresie letnim zapotrzebowanie na energię elektryczną PC jest bardzo niskie. Tabela 31 przedstawia wyniki bezpośredniego zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła.

Tabela 31. Wyniki bezpośredniego zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Miesiąc	MWh	MWh	%	%
	PV/T+Kolektor	PC	PV/T+Kolektor	PC
styczeń	1,25	17,00	6,9%	93,2%
luty	1,82	13,55	11,8%	88,2%
marzec	2,79	9,62	22,5%	77,5%
kwiecień	3,52	4,03	46,6%	53,4%
maj	2,83	1,11	71,8%	28,2%
czerwiec	2,06	0,53	79,4%	20,6%

lipiec	2,13	0,55	79,3%	20,7%
sierpień	1,92	0,76	71,5%	28,5%
wrzesień	2,08	1,58	56,8%	43,2%
październik	2,31	7,48	23,6%	76,4%
listopad	1,50	11,12	11,9%	88,1%
grudzień	1,42	15,17	8,6%	91,4%
Sumarycznie	25,63	82,52	23,7%	76,3%

Rysunek 33 przedstawia wyniki bezpośredniego zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła.

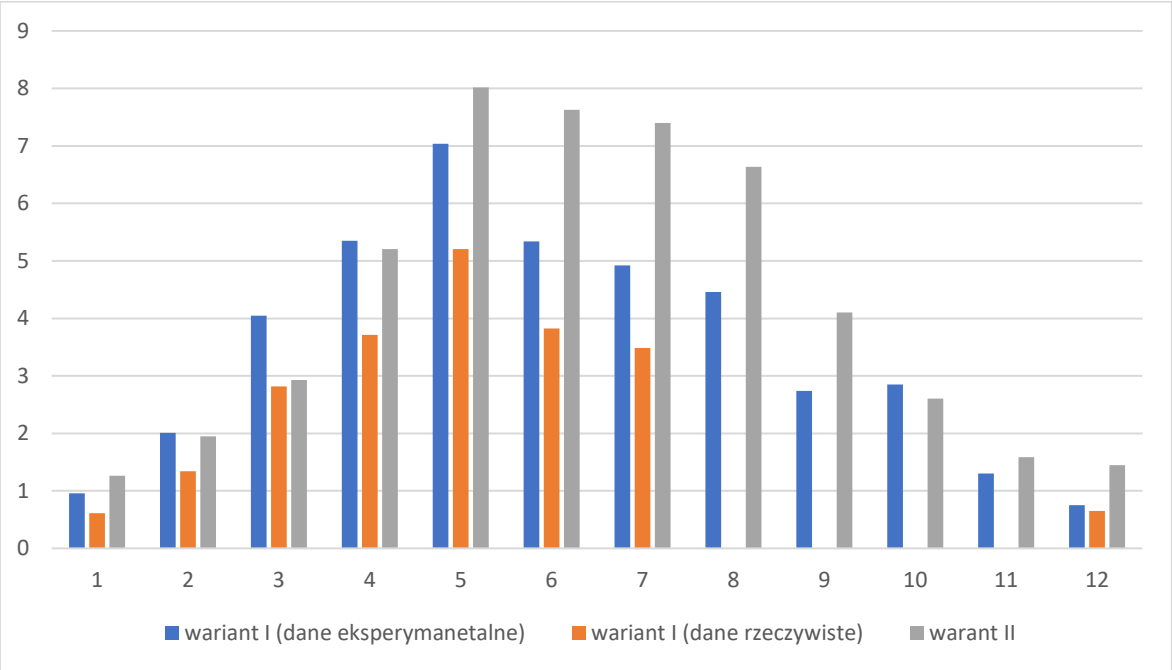


Rysunek 33. Wyniki bezpośredniego zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Zimą pompa ciepła jest głównym źródłem ciepła, ponieważ produkcja energii cieplnej z PV/T i kolektorów jest niewystarczająca. W okresach przejściowych (wiosna, jesień) produkcja energii cieplnej z PV/T i kolektorów wzrasta, zmniejszając obciążenie pompy ciepła. Latem zapotrzebowanie na ciepło jest bardzo niskie, a PV/T i kolektory słoneczne są w stanie pokryć większość potrzeb.

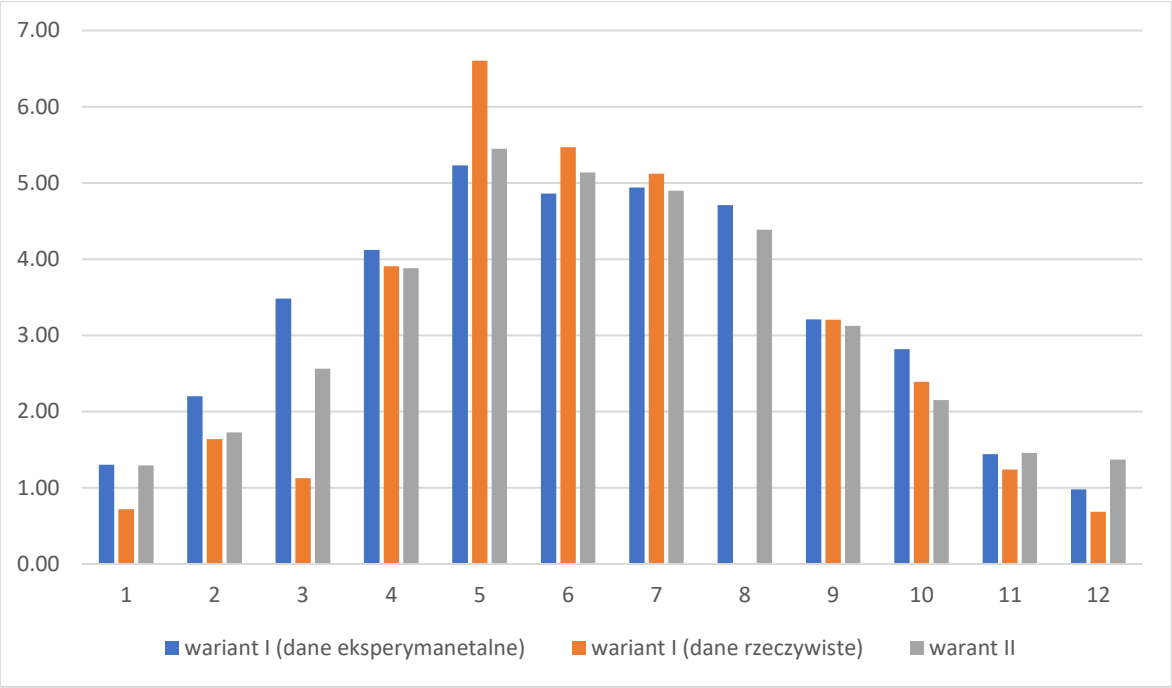
Ostatnim z etapów było wykonanie analizy porównawczej pierwszego wariantu oraz drugiego wariantu dla temperatury 40°C pod kątem produkcji ciepła, produkcji energii

elektrycznej, zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła oraz średniego COP pompy ciepła. Rysunek 34 przedstawia porównanie produkcji ciepła dla wariantu I i wariantu II.



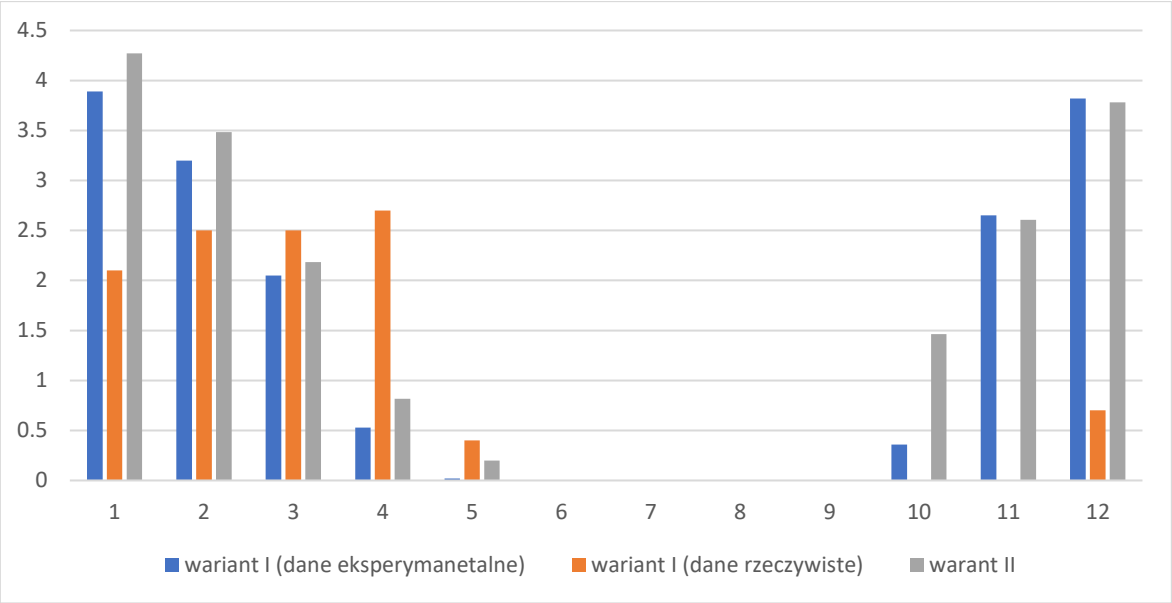
Rysunek 34. Porównanie produkcji ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Analiza danych wskazuje, że wariant II osiąga wyraźnie wyższe wartości produkcji ciepła w większości miesięcy, szczególnie w okresie od maja do września. W miesiącach letnich (maj–lipiec) produkcja ciepła w wariancie II osiąga maksymalne wartości – odpowiednio 8,0 MWh w maju, 7,63 MWh w czerwcu oraz 7,4 MWh w lipcu. Dla porównania, w tych samych miesiącach dane eksperymentalne dla wariantu I wskazują na produkcję odpowiednio 7,0 MWh, 5,3 MWh i 4,92 MWh, natomiast dane rzeczywiste – 5,2 MWh, 3,8 MWh i 3,49 MWh. W miesiącach zimowych (styczeń, luty, grudzień), które charakteryzują się najniższym poziomem nasłonecznienia, wartości produkcji ciepła pozostają niskie we wszystkich wariantach. W styczniu produkcja ciepła dla wariantu II wynosi 1,27 MWh, dla wariantu I (eksperymentalnego) – 0,96 MWh, a dla wariantu I (rzeczywistego) – 0,6 MWh. W grudniu wariant II osiąga 1,45 MWh, podczas gdy wariant I – odpowiednio 0,75 MWh (eksperymentalne) i 0,65 MWh (rzeczywiste). Różnice te, choć mniejsze niż latem, nadal wskazują na przewagę wariantu II również w sezonie zimowym. Rysunek 35 przedstawia porównanie produkcji energii elektrycznej dla wariantu I i wariantu II.



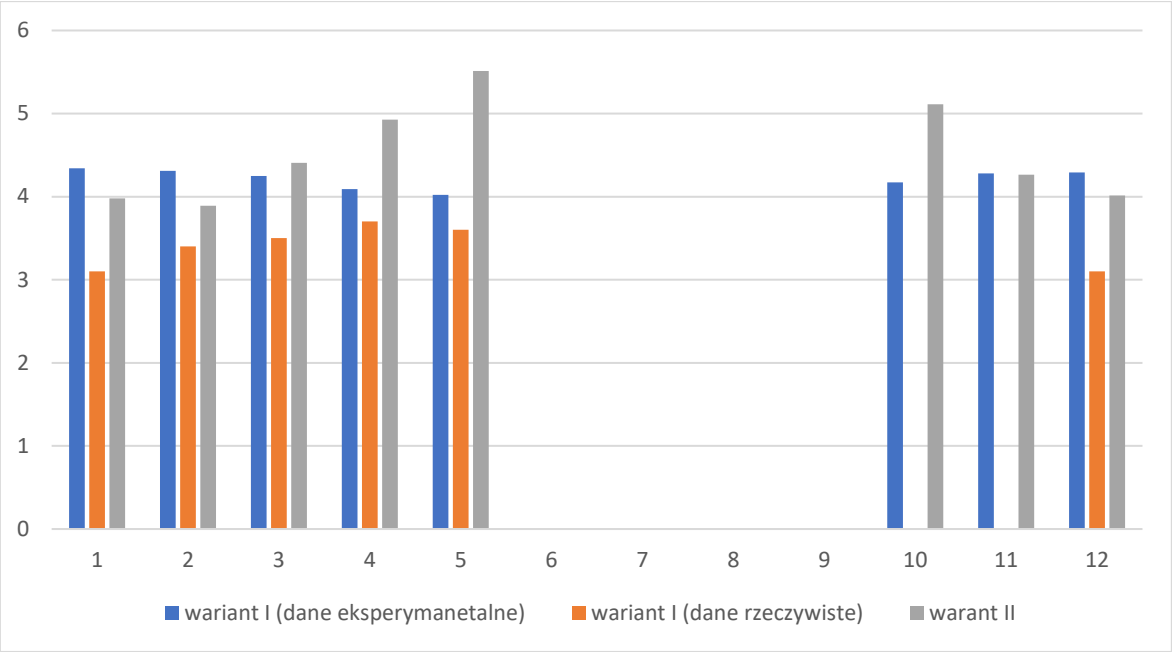
Rysunek 35. Porównanie produkcji energii elektrycznej dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Analiza roczna wskazuje, że wariant I (dane eksperymentalne) generuje najwyższe lub porównywalne wartości energii elektrycznej w większości miesięcy. Maksymalna wartość produkcji energii elektrycznej w tym wariancie osiąga 5,23 MWh w maju. Dane rzeczywiste dla wariantu I są niższe, ale w niektórych miesiącach – szczególnie w maju i czerwcu – przewyższają wariant II, osiągając odpowiednio 6,6 MWh i 5,47 MWh. Wariant II wykazuje stabilną i zbliżoną do eksperymentalnych danych wariantu I produkcję energii w miesiącach letnich. W maju osiąga 5,45 MWh, a w czerwcu 5,14 MWh. W miesiącach zimowych, takich jak styczeń i grudzień, produkcja w każdym z wariantów pozostaje niska, jednak wariant II osiąga nieznaczną przewagę w grudniu. W styczniu produkcja w wariancie II wynosi 1,29 MWh, w porównaniu do 1,3 MWh dla wariantu I (eksperymentalne) i 0,72 MWh dla wariantu I (rzeczywiste). Rysunek 36 przedstawia porównanie zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła dla wariantu I i wariantu II.



Rysunek 36. Porównanie zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Z danych wynika, że wariant I charakteryzuje się niższym lub porównywalnym zużyciem energii elektrycznej w okresie zimowym, co ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia rocznej efektywności systemu. W styczniu zużycie w wariancie I wynosi 3,89 MWh (dane eksperymentalne), natomiast w wariancie II – 4,27 MWh. W grudniu wartości te wynoszą odpowiednio 3,8 MWh dla wariantu I i 3,78 MWh dla wariantu II. Dane rzeczywiste dla wariantu I wskazują na istotnie niższe zużycie: 2,1 MWh w styczniu i 0,7 MWh w grudniu. Rysunek 37 przedstawia porównanie średniego COP pompy ciepła dla wariantu I i wariantu II.



Rysunek 37. Porównanie średniego COP pompy ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C

Analiza wykresu wskazuje, że wariant II osiąga najwyższe wartości średniego COP, szczególnie w miesiącach wiosenno-letnich. W maju współczynnik ten wynosi 5,5, a w kwietniu odpowiednio 4,92. Dla porównania, w tym samym okresie dane eksperymentalne wariantu I wskazują wartości w zakresie od 4,09 w kwietniu do 4,02 w maju, natomiast dane rzeczywiste – od 3,7 w kwietniu do 3,6 w maju. W sezonie zimowym, który ma największe znaczenie z punktu widzenia efektywności systemu grzewczego, przewaga wariantu II nadal się utrzymuje (poza styczniem). W styczniu COP dla wariantu II wynosi 3,98, podczas gdy dla wariantu I (eksperymentalne) – 4,34, a dla danych rzeczywistych – 3,1. W grudniu wartości te wynoszą odpowiednio: 4,0 (wariant II), 4,3 (wariant I eksperymentalny) i 3,1 (wariant I rzeczywisty). Oznacza to, że mimo nieco wyższych wartości eksperymentalnych dla wariantu I w zimie, dane rzeczywiste pokazują niższą efektywność w stosunku do wariantu II.

4.4 Wnioski z analizy porównawczej produkcji ciepła dla obu wariantów

Analiza porównawcza produkcji ciepła dla dwóch wariantów instalacji wykazała wyraźną przewagę wariantu II nad wariantem I w ujęciu całorocznym, niezależnie od przyjętej temperatury na wyjściu pompy ciepła (40°C, 40/60°C oraz 50°C). Wariant II charakteryzował się wyższą wydajnością zarówno w sezonie letnim, jak i zimowym.

Najwyższe wartości odnotowano w okresie maj–lipiec, gdzie produkcja ciepła osiągała poziom 7,4–8,0 MWh miesięcznie. Dla porównania, wariant I w danych eksperymentalnych generował odpowiednio 5,3–7,0 MWh, natomiast w danych rzeczywistych – zaledwie 3,5 – 5,2 MWh. Uwzględnienie danych rzeczywistych jedynie dla wariantu I ujawnia istotne odchylenia względem wyników eksperymentalnych, wskazując na ograniczoną sprawność układu w warunkach eksploatacyjnych. Przykładowo, w maju rzeczywista produkcja ciepła w wariancie I wyniosła 5,2 MWh, podczas gdy w wariancie II (na podstawie danych eksperymentalnych) osiągnęła 8,0 MWh. Podobne różnice obserwowane są w miesiącach zimowych, co potwierdza większą efektywność wariantu II w zróżnicowanych warunkach klimatycznych.

Analiza porównawcza wykazała, że wariant I charakteryzuje się wyższą produkcją energii elektrycznej w skali roku w porównaniu z wariantem II, szczególnie w okresie letnim, gdzie osiąga wartości powyżej 6,5 MWh. Wariant II utrzymuje bardziej stabilny poziom produkcji, jednak nie osiąga maksymalnych wartości typowych dla wariantu I. W miesiącach zimowych produkcja energii we wszystkich wariantach jest ograniczona, choć wariant I zachowuje przewagę, z wyjątkiem grudnia, gdzie wariant II osiąga zbliżony lub wyższy wynik. Wzrost temperatury pracy pompy ciepła nie zmienia ogólnej tendencji – wariant I pozostaje bardziej efektywny. Dane rzeczywiste potwierdzają najwyższą wydajność wariantu I w korzystnych warunkach nasłonecznienia, co wskazuje na jego przewagę w optymalizacji produkcji energii elektrycznej.

Analiza porównawcza zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła w obu wariantach wskazuje, że wariant I jest bardziej efektywny energetycznie niż wariant II we wszystkich konfiguracjach temperaturowych. Różnice są szczególnie widoczne w okresie zimowym (styczeń–marzec oraz listopad–grudzień), gdy zapotrzebowanie na ogrzewanie jest najwyższe. Wariant II w tym czasie osiąga wartości przekraczające 6 MWh (przy temperaturach 40/60°C), podczas gdy wariant I w danych eksperymentalnych utrzymuje się w granicach 3,8–4,0 MWh, a w danych rzeczywistych nawet poniżej 3 MWh. Zestawienia wskazują również, że zwiększenie temperatury zasilania pompy (do 50°C) nie zmienia ogólnej tendencji – wariant I pozostaje wyraźnie oszczędniejszy. Najlepsze rezultaty efektywnościowe (najniższe zużycie energii) uzyskano w układzie temperaturowym 40°C, gdzie wartości dla wariantu I są najniższe w porównaniu do pozostałych konfiguracji. Dane rzeczywiste dodatkowo potwierdzają wyższą efektywność wariantu I w warunkach eksploatacyjnych, choć w tej analizie mają charakter uzupełniający. Podsumowując, wariant I jest optymalnym rozwiązaniem pod względem minimalizacji zużycia energii, szczególnie

przy pracy pompy z niższymi temperaturami (40°C), co przekłada się na większą efektywność systemu i potencjalne obniżenie kosztów eksploatacji.

Analiza porównawcza współczynnika COP dla obu wariantów pokazuje, że wariant I w większości konfiguracji osiąga wyższą efektywność niż wariant II, szczególnie w sezonie zimowym, który jest kluczowy dla pracy pompy ciepła. Przy układach temperaturowych 40/60°C i 50°C wariant I (dane eksperymentalne) utrzymuje wartości COP powyżej 4,0, podczas gdy wariant II w tym okresie zwykle nie przekracza 3,5. Różnice są najbardziej widoczne w miesiącach o największym zapotrzebowaniu na ciepło (styczeń, luty, grudzień), co potwierdza wyższą efektywność wariantu I w krytycznych warunkach. Dane rzeczywiste dla wariantu I są niższe, ale nadal porównywalne lub wyższe od wyników wariantu II w większości miesięcy. Wyjątek stanowi konfiguracja temperaturowa 40°C (wersja 3), w której wariant II osiąga najwyższe wartości COP w miesiącach wiosenno-letnich (nawet do 5,5 w maju), natomiast w sezonie zimowym przewaga wariantu I pozostaje istotna. W ujęciu rocznym najkorzystniejszy układ dla efektywności to wariant I przy temperaturach 40/60°C lub 50°C, gdzie różnice w stosunku do wariantu II są najbardziej stabilne. Do dalszych analiz brany był pod uwagę wariant dla 50°C, ze względu na potrzeby cieplne budynku.

5 Ocena wpływu cyklu życia – LCA

5.1 Wstęp

Na podstawie przeglądu literatury naukowej oraz opracowań branżowych organizacji międzynarodowych uznano, iż możliwą do zastosowania w pracy jest ocena cyklu życia LCA (ang. Life Cycle Assessment). Metoda ta jest rekomendowana w dokumentach strategicznych zarówno UE jak i Polski jako technika zarządzania środowiskowego, umożliwiająca holistyczną ocenę produktów, procesów oraz całych systemów, z uwzględnieniem faz przed- i poprodukcyjnych. W pracy została wykorzystana więc w celu przeprowadzenia porównawczej oceny wpływu na środowiska analizowanych systemów. Jej zastosowanie umożliwiło kompleksową ocenę ich efektywności środowiskowej. Skalkulowane i skwantyfikowanie wielkości wpływu obu wariantów zostały ocenione i porównane w odniesieniu do całego łańcucha wartości tj. od tzw. „kołyski", aż do „grobu" (ang. cradel to grave). Stosując metodę posługiwano się terminologią zgodną z normami ISO (Tabela 32).

Tabela 32. Terminologia LCA

Terminologia LCA	**Definicja**
Analiza zbioru wejść i wyjść (ang. Life Cycle Inventory, LCI)	Faza oceny cyklu życia obejmująca zebranie i ilościowe określenie wejść i wyjść dla danego wyrobu w całym jego cyklu życia [140].
Charakteryzowanie (ang. Characterization)	Obliczanie wartości wskaźnika (charakteryzowanie) obejmuje zamianę wyników LCI na jednostki ogólne i agregowanie przetworzonych wyników w obrębie tej samej kategorii wpływu. Przy zamianie tej stosuje się parametry charakteryzowania. Wynikiem obliczenia jest wartość liczbowa wskaźnika [140].
Cykl życia (ang. Life cycle)	Kolejne i powiązane ze sobą etapy systemu wyrobu, od pozyskania lub wytworzenia surowca z zasobów naturalnych do ostatecznej likwidacji [140].

EoL (and. End of Life)	Odnosi się do momentu, w którym produkt przestaje spełniać potrzeby lub oczekiwania użytkownika, czyli przestaje być już użyteczny w dotychczasowym cyklu życia. Wówczas, choć może nadal posiadać wartość funkcjonalną lub materiałową, zasadniczo rozpoczyna się etap zarządzania końcem życia produktu, obejmujący recykling, odzysk, przetwarzanie lub usunięcie [151].
Granice systemu (ang. System boundary)	Granice systemu określają te procesy jednostkowe, które powinny zostać uwzględnione w analizie środowiskowej oceny cyklu życia.
Jednostka funkcjonalna (ang. Functional unit)	Ilościowy efekt systemu wyrobu stosowany jako jednostka odniesienia [140].
Kategoria wpływu (ang. Impact Category)	Klasa reprezentująca rozpatrywane kwestie środowiskowe, do których mogą być przypisane wyniki analizy zbioru wejść i wyjść cyklu życia [140].
Klasyfikacja (ang. Classification)	Przypisanie wyników LCI do wybranych kategorii wpływu [140].
Mechanizm środowiskowy (ang. Environmental mechanism)	Układ procesów fizycznych, chemicznych i biologicznych dla danej kategorii wpływu, łączący wyniki analizy zbioru wejść i wyjść cyklu życia ze wskaźnikami kategorii i punktami końcowymi kategorii [140].
Metoda oceny wpływu cyklu życia (metoda LCIA) (ang. LCIA method)	Protokół służący do ilościowego przełożenia danych dotyczących profilu wykorzystywania zasobów i wytwarzania emisji na wkład w badane oddziaływanie na środowisko.
Normalizacja (ang. Normalization)	Obliczenie wartości wskaźnika kategorii względem informacji odniesienia. Jest opcjonalnym krokiem po etapie charakterystyki, polegającym na pomnożeniu wyników oceny oddziaływania śladu środowiskowego przez współczynniki normalizacji, które reprezentują ogólny zbiór wejść i wyjść jednostki odniesienia (np. cały kraj lub przeciętnego obywatela).

Ocena wpływu cyklu życia (ang. Life Cycle Assessment, LCIA)	Etap analizy śladu środowiskowego produktu mający na celu zrozumienie i ocenę skali i znaczenia potencjalnego oddziaływania systemu produktu na środowisko przez cały cykl życia tego produktu [151].
Parametr charakteryzowania (ang. Characterisation factor)	Współczynnik otrzymany na podstawie modelu charakterystyki, stosowany w celu przeliczenia przypisanego wyniku profilu wykorzystywania zasobów i wytwarzania emisji na wspólną jednostkę wskaźnika kategorii oddziaływania śladu środowiskowego [139].
Proces jednostkowy (ang. Unit process)	Najmniejszy element rozważany w analizie zbioru wejść i wyjść cyklu życia, dla którego są kwantyfikowane dane wejściowe i wyjściowe [140].
Strumień elementarny (ang. Elementary flow)	Materiał lub energia wchodząca do badanego systemu, która została pobrana ze środowiska bez wcześniejszego przetworzenia przez człowieka, lub materiał lub energia opuszczająca badany system, która została uwolniona do środowiska bez kolejnego przetworzenia przez człowieka [140]. W profilu wykorzystywania zasobów i wytwarzania emisji przepływy podstawowe obejmują [139] „materiały lub energię wprowadzane do badanego systemu, które pobrano ze środowiska bez wcześniejszego przekształcenia przez człowieka, albo materiały lub energię opuszczające badany system, które są uwalniane do środowiska bez dalszego przekształcania przez człowieka”.

Strumień normalizacyjny lub współczynnik normalizacyjny (ang. Normalization flow, Normalization factor)	Wartość odniesienia, wobec której odnosi się (normalizuje) wyniki charakteryzowania. Wartością odniesienia mogą być przykładowo: -sumaryczne wejścia i wyjścia dla danego obszaru, który może być obszarem globalnym, regionalnym, krajowym lub lokalnym, - sumaryczne wejścia i wyjścia dla danego obszaru na zasadzie *per capita* lub podobnej miary, - wejścia i wyjścia w scenariuszu odniesienia, takim jak określony wariantowy system wyrobu [140].
Strumień odniesienia (ang. Reference flow)	Miara wyjść z procesów w danym systemie wyrobu, niezbędna do wypełnienia funkcji wyrażonej przez jednostkę funkcjonalną [140].
Strumień wyrobu (ang. Product flow)	Wyroby wchodzące do danego system wyrobu lub opuszczające go [140]. W profilu wykorzystywania zasobów i wytwarzania emisji przepływy inne niż podstawowe obejmują wszystkie wejścia (np. energię elektryczną, materiały, procesy transportu) i wyjścia (np. odpady, produkty uboczne) w systemie, które wymagają dalszego modelowania w celu przekształcenia ich w przepływy podstawowe.
System drugoplanowy (ang. Background system)	System drugoplanowy obejmuje tę część systemu wyrobu, która pełni mniej istotną rolę z punktu widzenia założonego celu i zakresu. Dla procesów jednostkowych wchodzących w zakres systemu drugoplanowego można gromadzić dane ogólne, o niższej jakości. Pojęcie to odnosi się do tych procesów w łańcuchu dostaw związanym z organizacją, w przypadku których niemożliwy jest bezpośredni dostęp do informacji. Na przykład większość procesów na wcześniejszych etapach łańcucha dostaw i na ogół wszystkie procesy na późniejszych etapach łańcucha dostaw będą uważane za część procesów w tle.

System pierwszoplanowy (ang. Foreground system)	System pierwszoplanowy obejmuje tę część systemu wyrobu, która pełni kluczową rolę z punktu widzenia założonego celu i zakresu. Dla procesów jednostkowych wchodzących w zakres systemu pierwszoplanowego powinno się gromadzić specyficzne dane wysokiej jakości. Termin odnoszący się do tych procesów w cyklu życia produktu, w przypadku których możliwy jest bezpośredni dostęp do informacji. Na przykład miejsce działalności producenta i inne procesy prowadzone przez producenta lub wykonawców.
System wyrobu (ang. Product system)	Zbiór procesów jednostkowych wraz ze strumieniami elementarnymi i strumieniami wyrobu, które spełniają jedną lub więcej określonych funkcji i które modelują cykl życia wyrobu [140].
Ważenie (ang. Weighting)	Zamiana i w miarę możliwości agregowanie wartości wskaźnika w kategoriach wpływu z wykorzystaniem parametrów liczbowych opartych na wyborach wartości [140]. Etap dodatkowy, lecz nieobowiązkowy, który może być pomocny w interpretacji i przedstawianiu wyników analizy. Znormalizowane wyniki mnoży się przez zbiór współczynników wagowych, które odzwierciedlają postrzegane względne znaczenie rozpatrywanych kategorii oddziaływania. Ważone wyniki mogą być bezpośrednio porównywane między poszczególnymi kategoriami oddziaływania, a także sumowane we wszystkich kategoriach oddziaływania, aby uzyskać pojedynczą ogólną wartość wskaźnika oddziaływania.
Wejście (ang. Input)	Wyrób, materiał lub strumień energii, która wchodzi do procesu jednostkowego [140].
Wpływ na środowisko (ang. Environmental impact)	Każda zmiana w środowisku, zarówno niekorzystna, jak i korzystna, która w całości lub częściowo jest spowodowana aspektami środowiskowymi systemu.

Wskaźnik kategorii wpływu (ang. Impact category indicator)	Przedstawienie kategorii wpływu w postaci liczbowej [140], zwany w skrócie wskaźnikiem kategorii.
Współczynnik ważenia (ang. Weighting factor)	Współczynniki wskazujące na istotność poszczególnych kategorii wpływu (kategorii oddziaływania śladu środowiskowego). Formułowane w oparciu o tzw. wybory wartości. Mogą opierać się na opinii ekspertów, metodach nauk społecznych, punktach widzenia kulturowych/politycznych lub względach gospodarczych [140].
Wyjście (ang. Output)	Wyrób, materiał lub strumień energii opuszczający proces jednostkowy [140] Przepływ produktów, materiałów lub energii, który wychodzi z procesu jednostkowego. Produkty i materiały obejmują surowce, półprodukty, produkty równoległe i uwolnienia.
Wyniki charakteryzowania (ang. Characterisation results)	Wyniki uzyskiwane po przeliczeniu wyników LCI przez parametry charakteryzowania w ramach odpowiednich kategorii wpływu (kategorii oddziaływania śladu środowiskowego) [140].

Źródło: Opracowanie własne na podstawie przeglądu literatury i norm

Zgodnie z wytycznymi norm ISO z grupy 14040 [139], cykl życia definiowany jest jako „kolejne i powiązane ze sobą etapy systemu wyrobu, od pozyskania lub wytworzenia surowca z zasobów naturalnych do ostatecznej likwidacji". W praktyce oznacza to, że oddziaływanie na środowisko mierzone jest w odniesieniu do całego cyklu życia wyrobów lub przynajmniej do najważniejszych jego etapów. Uwzględnia więc nie tylko etap produkcji, ale także procesy zachodzące w łańcuchu dostaw (ang. upstreams) oraz dodatkowe etapy poprodukcyjne (ang. downstreams), takie jak np. końcowe zagospodarowanie odpadów. Ocena LCA pozwala kwantyfikować efekt ekologiczny w postaci jednej liczby, np. punktów końcowych (Pt), przyczyniając się do znacznie prostszej interpretacji wyników oraz do sprawniejszego porównywania różnych technologii. Punkt końcowy kategorii to cecha lub aspekt środowiska naturalnego, zdrowia człowieka lub zasobów naturalnych określające daną kwestię środowiskową, stanowiąca powód do jej rozważenia [151]. Umożliwia ona ocenę potencjalnego wpływu na środowisko danego

systemu, jak i pojedynczych podmiotów, a także obliczenie efektów środowiskowych planowanych rozwiązań. Dzięki kwantyfikacji wyników możliwa jest ich hierarchizacja i monitorowanie zmian zachodzących w systemie w dłuższym horyzoncie czasowym. Wykorzystanie LCA, zarówno na etapie planowania (ang. ex-ante), realizacji (ang. mid-term) i oceny przeprowadzonych działań (ang. ex-post), pozwala wskazać słabe punkty (ang. hot-spot) analizowanego systemu lub technologii oraz oceniać osiągane efekty w zakresie poprawy jakości środowiska.

W badaniach LCA identyfikacja i ocena aspektów środowiskowych oraz związanych z nimi ocena potencjalnych wpływów na środowisko dokonywana jest w granicach systemu wyrobu, czyli zbiorze procesów jednostkowych wraz z przepływającymi między nimi strumieniami materiałów i energii, spełniających jedną lub więcej funkcji i modelujących jego cykl życia. Oznacza to, że punktem wyjścia do analiz jest dokładne zdefiniowanie jednostki funkcjonalnej oraz systemu wyrobu poprzez określenie jego granic, etapów cyklu życia oraz procesów jednostkowych, ze wskazaniem, które obszary systemu wyrobu należy uznać za pierwszoplanowe (ang. foreground system), a które za drugoplanowe (ang. background system). Podział na podsystemy jest istotny, bowiem determinuje wymaganą jakość danych inwentarzowych. W badaniach LCA analizie podlega zatem nie sam wyrób o określonych wymiarach, parametrach i składzie materiałowym, ale cały zbiór procesów i związanych z nimi przepływów materiałowo-energetycznych, wchodzących w zakres systemu wyrobu.

Kolejną fazą metodyki LCA jest procedura oceny wpływu na środowisko (ang. Life Cycle Impact Assessment, LCIA – stanowi ona trzecią fazę badań LCA). Dane o bezpośrednim zużyciu materiałów i energii oraz emisjach i odpadach nie informują o rodzaju oraz skali oddziaływania na środowisko. Dla uzyskania tego rodzaju informacji, należy przeprowadzić ocenę wpływu cyklu życia, poprzez realizację szeregu kroków obligatoryjnych oraz dobrowolnych.

Jednym z pierwszych kroków LCA (faza określenia celu i zakresu) jest zdefiniowanie funkcji wyrobu poprzez sprecyzowanie jego parametrów funkcjonalnych (np. wartości opałowej, mocy znamionowej, współczynnika przewodzenia ciepła itp.) oraz określenie warunków realizacji funkcji (parametry magazynowania, konserwacje, naprawy i remonty itp.). Ocena wpływu wymaga następnie zrealizowania dwóch kroków obowiązkowych: klasyfikowania i charakteryzowania. Pierwszy polega na przypisaniu („przyklasyfikowaniu") wyników analizy zbioru „wejść" i „wyjść" do poszczególnych kategorii wpływu. Klasyfikacja informuje z jakim potencjalnym rodzajem wpływu na

środowisko może być związany dany proces, jednak nie udziela informacji dotyczącej wielkości tego wpływu. Informuje o tym następny obligatoryjny krok – charakteryzowanie, wykonane przy pomocy parametrów charakteryzowania (ang. characterisation factors). Parametr charakteryzowania to „parametr uzyskany z modelu charakteryzowania, który stosowany jest w celu przekształcenia ustalonych wyników analizy zbioru wejść i wyjść cyklu życia na ogólną jednostkę wskaźnika kategorii"

Tzw. charakteryzowanie, ma na celu powiązanie wyników analizy zbioru „wejść" i „wyjść" z oddziaływaniem na środowisko. Powiązanie odbywa się przy pomocy modeli charakteryzowania, których zasadniczym elementem są tzw. parametry charakteryzowania. Określenie potencjalnego oddziaływania na środowisko dotyczy zakresu różnych problemów środowiskowych, zwanych kategoriami wpływu i rozumianych jako „klasa reprezentująca rozpatrywane kwestie środowiskowe, do których mogą być przypisane wyniki analizy zbioru wejść i wyjść cyklu życia" [140].

Większość metod LCIA to metody uwzględniające kilka lub kilkanaście kategorii wpływu, które zazwyczaj można pogrupować w dwie ogólne grupy: emisyjne kategorie wpływu (ang. Output related impact categories) oraz takie, w których przyczyną presji środowiskowej jest pobranie – zużycie ze środowiska (ang. Input related impact categories) np. kopalin, wody z natury. Do pierwszej grupy zaliczyć można np. zmiany klimatyczne, zubożenie warstwy ozonowej, ekotoksyczność wobec ekosystemów wodnych, toksyczność wobec człowieka, promieniowanie jonizujące, fotochemiczne powstawanie ozonu, zakwaszenie i eutrofizację. Do grupy drugiej zaliczane są kategorie wpływu związane z wyczerpywaniem nieodnawialnych zasobów paliw kopalnych, surowców mineralnych oraz zasobów wodnych. W celu ujednolicenia i umożliwienia porównania wyników oceny środowiskowej w niniejszej pracy zastosowano metodykę Environmental Footprint (EF 3.1) opracowaną przez Joint Research Centre [152]. Metoda ta pozwala przekształcić wyniki analizy inwentaryzacyjnej (LCI) – czyli informacje o emisjach i poborach zasobów – w zestaw wskaźników oddziaływania środowiskowego (LCIA). Procedura obliczeń w metodzie EF składa się z kilku etapów:

1. Charakteryzacja – każdy zidentyfikowany przepływ elementarny (E_j) mnożony jest przez odpowiedni współczynnik charakteryzacji ($CF_{i,j}$) co pozwala określić jego wpływ w danej kategorii oddziaływania i zgodnie ze wzorem (40).

$$LCIA_i = \sum_j \left(E_j CF_{i,j}\right) \tag{40}$$

2. Normalizacja – uzyskane wartości charakteryzacji odnoszone są do tzw. współczynników normalizacyjnych (NF_i) odpowiadających średnim rocznym obciążeniom środowiska przypadającym na jednego mieszkańca UE zgodnie ze worem (41).

$$NFI_i = \frac{LCIA_i}{NF_i} \tag{41}$$

3. Ważenie – znormalizowane wyniki są mnożone przez współczynniki wagowe (w_i), które wyrażają względne znaczenie poszczególnych kategorii zgodnie ze wzorem

$$WI_i = NFI_i w_i \tag{42}$$

4. Agregacja (single score) – suma wszystkich wyników ważonych daje końcowy wskaźnik środowiskowy, tzw. single score wyliczany zgodnie z poniższym wzorem (43)

$$Single\ Score = \sum_i WI_i \tag{43}$$

gdzie:

E_j – emisja lub pobór zasobu j (np. kg CO_2, MJ energii, m³ wody),

$CF_{i,j}$ – współczynnik charakteryzacji dla substancji j w kategorii i,

$LCIA_i$ – wynik charakteryzacji dla kategorii wpływu i,

NF_i – współczynnik normalizacyjny – średnie roczne obciążenie środowiska w kategorii i przypadające na 1 mieszkańca UE,

NFI_i – wynik znormalizowany dla kategorii i,

w_i – współczynnik wagowy przypisany kategorii wpływu i,

WI_i – wynik ważony w kategorii i,

$Single\ Score$ – wskaźnik zagregowany – całkowity efekt środowiskowy analizowanego systemu.

Wykorzystane do oceny analizowanego w dysertacji systemu kategorie wpływu przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 33).

Tabela 33. Kategorie wpływu na środowisko stosowane w analizie LCA

Lp.	**Kategoria wpływu na środowisko**
1	Zakwaszenie
2	Zmiana klimatu
3	Ekotoksyczność dla wody słodkiej

4	Cząstki stale
5	Eutrofizacja wodna – w oda morska
6	Eutrofizacja wodna – woda słodka
7	Eutrofizacja lądowa
8	Zdrowie ludzkie, czynniki rakotwórcze
9	Zdrowie ludzkie, czynniki nie rakotwórcze
10	Promieniowanie jonizujące
11	Użytkowanie gruntów
12	Zubożenie warstwy ozonowej
13	Fotochemiczne powstawanie ozonu
14	Wyczerpywanie zasobów – surowce kopalne
15	Wyczerpywanie zasobów – surowce mineralne i metale
16	Wyczerpywanie zasobów wodnych

Źródło: Zalecenie Komisji z dnia 9 kwietnia 2013 r. w sprawie stosowania wspólnych metod pomiaru efektywności środowiskowej w cyklu życia produktów i organizacji oraz informowania o niej (2013/179/UE) [153].

Aby zilustrować sposób obliczeń w kategoriach metody EF, poniżej przykłady sposób modelowania obliczeń dla dwóch kategorii wpływu.

- Kategoria „Zmiana klimatu" – model bazuje na potencjałach tworzenia efektu cieplarnianego (IPCC, w horyzoncie 100 lat). Poniższy wzór (44) przedstawia sposób modelowania wyników dla tej kategorii.

$$GWP_jH = \frac{\int_0^H a_j c_j(t)dt}{\int_0^H a_{CO2} C_{CO_2}(t)dt} \tag{44}$$

Ostateczny wynik dla tej kategorii wpływu wylicza się zgodnie z wzorem (45).

$$LCIA_{CC} = \sum_j E_j GWP_{j,100} \tag{45}$$

- Kategoria „Zakwaszanie" – model bazuje na przeliczaniu emisji związków kwaśnych (SO_2, NO_x, NH_3, HCl, HF) na równoważnik SO_2. Poniższy wzór (46) przedstawia sposób liczenia wyników dla tej kategorii.

$$LCIA_{AP} = \sum_{j \in \{SO_2, NO_x NH_{3,\dots}\}} E_j CF_j^{AP} \quad (46)$$

gdzie:

E_j – emisja lub pobór substancji j (np. kg CO_2, kg SO_2, m^3 wody), jednostka zależna od przepływu,

$LCIA_{CC}$ – wynik charakteryzacji w kategorii wpływu Zmiana klimatu,

a_j – siła wymuszania radiacyjnego gazu j [$Wm^{-2}kg^{-1}$],

$c_j(t)$ – koncentracja gazu j w atmosferze w czasie t [kg/m^3],

a_{CO_2} – zdolność cząsteczki CO_2 do zatrzymywania ciepła w atmosferze [$Wm^{-2}kg^{-1}$],

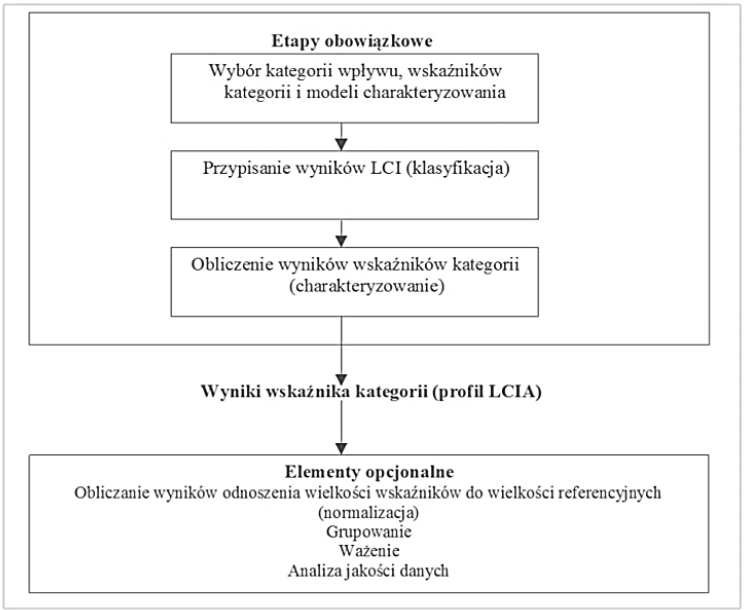
$c_{CO_2}(t)$ – względna koncentracja (profil czasowy) CO_2 w atmosferze po emisji jednostkowej w chwili,

H – horyzont czasowy (np. 100 lat dla GWP100), jednostka wyrażana w latach,

CF_j^{AP} – współczynnik charakteryzacji dla zakwaszania, wyrażony np. w mol H^+ eq/kg lub kg SO_2 eq/kg [152], [154].

Modelowanie wpływu środowiskowego w badaniach LCA polega na wykorzystaniu powiązania przyczynowo-skutkowego pomiędzy danym typem emisji lub pobrania ze środowiska, a rodzajem wpływu. Podstawą do tego są znane i naukowo potwierdzone zależności w mechanizmie środowiskowym łączące dany wynik LCI z wynikiem LCIA. W metodach LCIA wpływ na środowisko modeluje się często w uśrednionych modelowych warunkach, przy założeniu pewnych uśrednionych wartości parametrów. Jest to jeden z głównych powodów, dla których przyjmuje się, że LCA kwantyfikuje i ocenia potencjalny wpływ na środowisko rozumiany jako istnienie naukowo popartej zależności przyczynowo-skutkowej pomiędzy danym rodzajem interwencji środowiskowej (emisja CO_2 do powietrza, emisja biogenów do wody), a konkretną kategorią wpływu (globalne ocieplenie, eutrofizacja), nie zaś jako ryzyko wystąpienia faktycznego problemu środowiskowego.

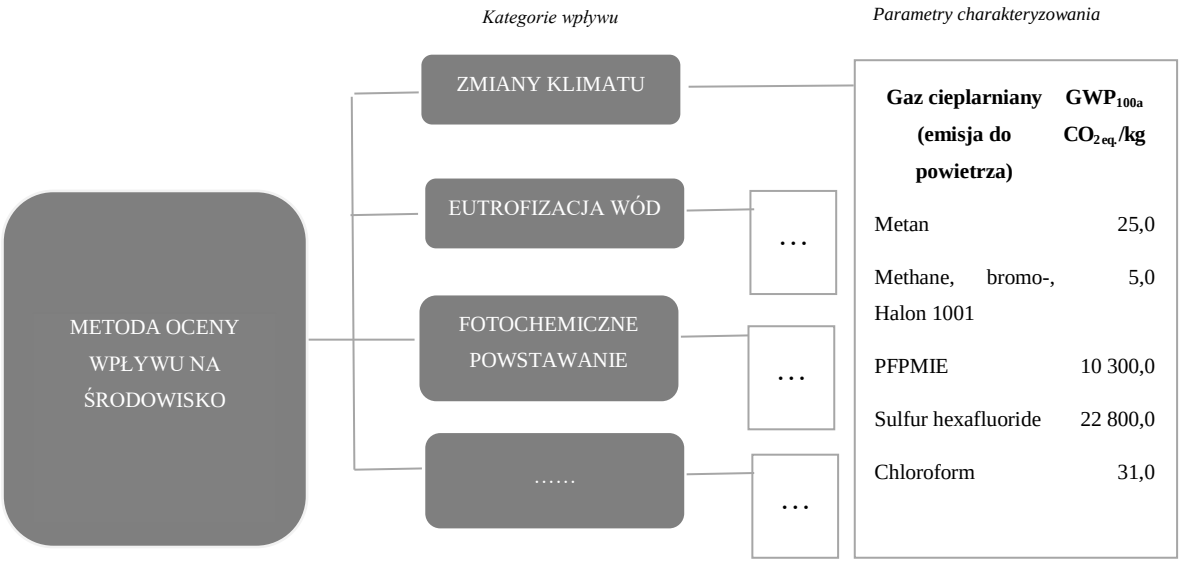
Opracowane inwentarze danych LCI stanowiły, zgodnie z przygotowanym modelem, podstawę oceny oddziaływania na środowisko instalacji I i II wariantu. Ocena wpływu cyklu życia LCIA prowadzona była zgodnie z PN-EN ISO 14044:2009 [140] oraz z wykorzystaniem metody Environmental Footprint (etapy przedstawione na rysunku poniżej – Rysunek 38).



Rysunek 38. Schemat etapów oceny potencjalnego wpływu na środowisko LCIA – Life Cycle Impact Assessment

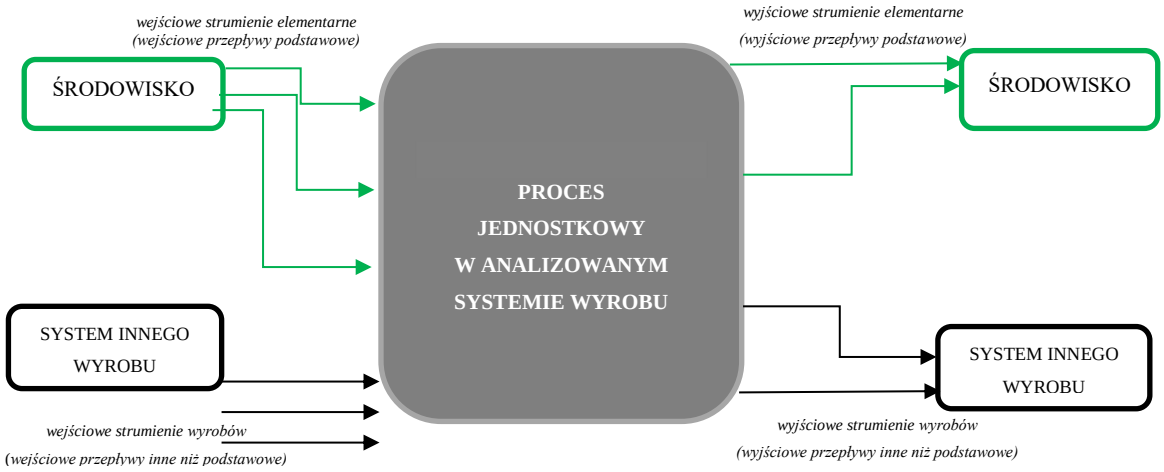
Źródło: PN-EN ISO 14040:2009; Zarządzanie środowiskowe - Ocena cyklu życia - Zasady i struktura, PKN, Warszawa 2009 r.[140]

Rysunek 39 pokazuje dla przykładu parametry charakteryzowania przynależne do kategorii wpływu *zmiany klimatu* i związane z emisją do powietrza pięciu gazów cieplarnianych.



Rysunek 39. Metoda oceny wpływu na środowisko jako zbiór kategorii wpływu

W charakteryzowaniu i interpretowaniu wartości parametrów na tym etapie bardzo ważne jest wyjaśnienie różnic pomiędzy tzw. strumieniami elementarnymi (ang. elementary flows), a strumieniami wyrobów (ang. product flows). Zgodnie z metodyką LCA system wyrobu składa się z układu procesów jednostkowych, które można rozpatrywać dwojako: od strony strumieni materiałów i energii wchodzących do procesu (ang. inputs) oraz od strony strumieni materiałów i energii opuszczających ten proces (ang. outputs). Z punktu widzenia charakteryzowania ważne jest ustalenie pochodzenia strumieni wejściowych i przeznaczenie strumieni wyjściowych. Jeśli środowisko jest bezpośrednio źródłem strumienia wejściowego, a więc nie był on wcześniej przetworzony przez człowieka (jego użycie w analizowanym systemie wyrobu jest pierwszym wykorzystaniem (np. węgiel bezpośrednio ze złoża), to jest to wejściowy strumień elementarny (przepływ podstawowy). Analogicznie, jeśli jakiś materiał lub energia opuszcza proces jednostkowy i trafia do środowiska bez dalszego przetworzenia przez człowieka (np. emisja do powietrza, odpady na składowisku, emisja zanieczyszczeń do wody lub gleby), to jest to wyjściowy strumień elementarny (przepływ podstawowy). Zaprezentowano to na poniższym rysunku (Rysunek 40) (strumienie elementarne zaznaczono na zielono).



Rysunek 40. Strumienie elementarne (przepływy podstawowe) i strumienie wyrobów (przepływy inne, niż podstawowe)

Proces normalizowania jest nieobowiązkowym, ale zalecanym elementem trzeciej fazy LCIA. Zarówno normalizowanie, jak i ważenie wnoszą dodatkową wartość interpretacyjną i pozwalają na lepsze zrozumienie uzyskanych wyników. Po charakteryzowaniu uzyskuje się tzw. profil LCIA, czyli wskaźniki poszczególnych kategorii wpływu w postaci wartości liczbowej wyrażonej w ogólnych jednostkach wskaźników

kategorii. Profil LCIA to wartości absolutne, dlatego z interpretacyjnego punktu widzenia wskazane jest ich odniesienie do jakiegoś punktu referencyjnego np. innego równoważnego funkcyjnie systemu wyrobu. Takie działanie jest przykładem normalizowania, rozumianego jako „*obliczanie wartości wskaźnika kategorii względem informacji odniesienia*". Tabela 34 przedstawia standardowe kategorie oddziaływania środowiskowego wraz ze wskaźnikami kategorii oraz modelami oceny wpływu na środowisko.

Tabela 34. Standardowe kategorie oddziaływania środowiskowego wraz ze wskaźnikami kategorii oraz modelami oceny wpływu na środowisko

Kategoria oddziaływania środowiskowego	**Model oceny wpływu na środowisko**	**Wskaźnik kategorii oddziaływania środowiskowego**
Zmiana klimatu	Model z Berna – współczynnik ocieplenia globalnego w perspektywie 100 lat	tona ekwiwalentu dwutlenku węgla
Zubożenie warstwy ozonowej	Model projektowania produktów przemysłowych z uwzględnieniem środowiska (ang. Environmental Design of Industrial Products, EDIP), oparty na potencjałach niszczenia ozonu w nieokreślonej perspektywie czasowej, opracowany przez Światową Organizację Meteorologiczną	kilogram ekwiwalentu CFC-11
Ekotoksyczność – woda słodka	Model USEtox	porównawcza jednostka toksyczności dotycząca ekosystemów (ang. Comparative toxic unit for ecosystems, CTUe)

Działanie toksyczne dla ludzi – działanie rakotwórcze	Model USEtox	porównawcza jednostka toksyczności dotycząca ludzi (ang. comparative toxic unit for humans, CTUh)
Działanie toksyczne dla ludzi – działanie inne niż rakotwórcze	Model USEtox	porównawcza jednostka toksyczności dotycząca ludzi (ang. comparative toxic unit for humans, CTUh)
Cząstki stałe / substancje nieorganiczne w układzie oddechowym	Model RiskPoll	kilogram ekwiwalentu $PM_{2,5}$
Promieniowanie jonizujące – skutki dla zdrowia człowieka	Model wpływu na zdrowie człowieka	kilogram ekwiwalentu U^{235} (emisja do powietrza)
Fotochemiczne powstanie ozonu	Model LOTOS-EUROS	kilogram ekwiwalentu NMZO
Zakwaszenie	Model skumulowanego przekroczenia (ang. Accumulated exceedance)	ekwiwalent mol H+
Eutrofizacja – lądowa	Model skumulowanego przekroczenia	ekwiwalent mol N
Eutrofizacja wodna – woda słodka	Model EUTREND	kilogram ekwiwalentu P
Eutrofizacja wodna – woda morska	Model EUTREND	kilogram ekwiwalentu N
Wyczerpywanie zasobów – zasoby wodne	Szwajcarski model Ecoscarcity	m^3 zużycia wody w kontekście lokalnych niedoborów wody

Wyczerpywanie zasobów – surowce mineralne, surowce kopalne	Model CML2002	kilogram ekwiwalentu Sb
Użytkowanie gruntów	Model materii organicznej gleby (SOM)	kilogram C (niedobór)

Ważenie (ang. weighting) jest drugim opcjonalnym krokiem, możliwym do realizowania w analizach środowiskowych. Jest ono działaniem bardziej subiektywnym od normalizowania, bowiem bazuje na tzw. wyborach wartości (ang. value choices). Ważenie, podobnie jak normalizowanie, może być pomocne w interpretowaniu i przedstawianiu wyników. Chodzi przede wszystkim o możliwość agregacji (sumowania) wyników. Ponieważ w metodzie Environmental Footprint każda z kategorii oddziaływania środowiskowego wyrażona jest w innej jednostce (ang. common unit of the category indicator), to wyników charakteryzowania nie można dodać do siebie, a więc i określić udziału poszczególnych kategorii oddziaływania w tworzeniu całego wpływu. Nawet po normalizowaniu, uzyskane wyniki są bezwymiarowe i nie można ich sumować. Dlatego tylko poprzez ważenie, w metodzie Environmental Footprint można agregować wyniki. Współczynniki wagowe są wartościującymi ocenami znaczenia poszczególnych rozważanych kategorii oddziaływania środowiskowego. Mogą być one formułowane na postawie opinii ekspertów, kulturowych/politycznych punktów widzenia lub względów gospodarczych. W związku z tym przyjmuje się, że ważenie wiąże się ze znaczną subiektywnością i jest źródłem niepewności wyników. Dopóki nie zostanie uzgodniony zbiór współczynników wagowych, reprezentatywnych dla warunków europejskich, rekomendowane jest przyjmowanie w analizach współczynników wagowych równych 1. Oznacza to, że wszystkie kategorie oddziaływania środowiskowego traktowane są jako równoważne. Wykorzystując założenia metodyki LCA przeprowadzono szczegółową ocenę wpływu na środowisko produkcji energii elektrycznej w Polsce, którą zweryfikowano na rzeczywistych danych.

5.2 Zdefiniowanie celu i zakresu LCA

Analiza LCA wykorzystana została do porównania wpływu na środowisko dwóch wariantów instalacji z pompą ciepła.

Wariant pierwszy obejmował konfigurację techniczną składającą się z:

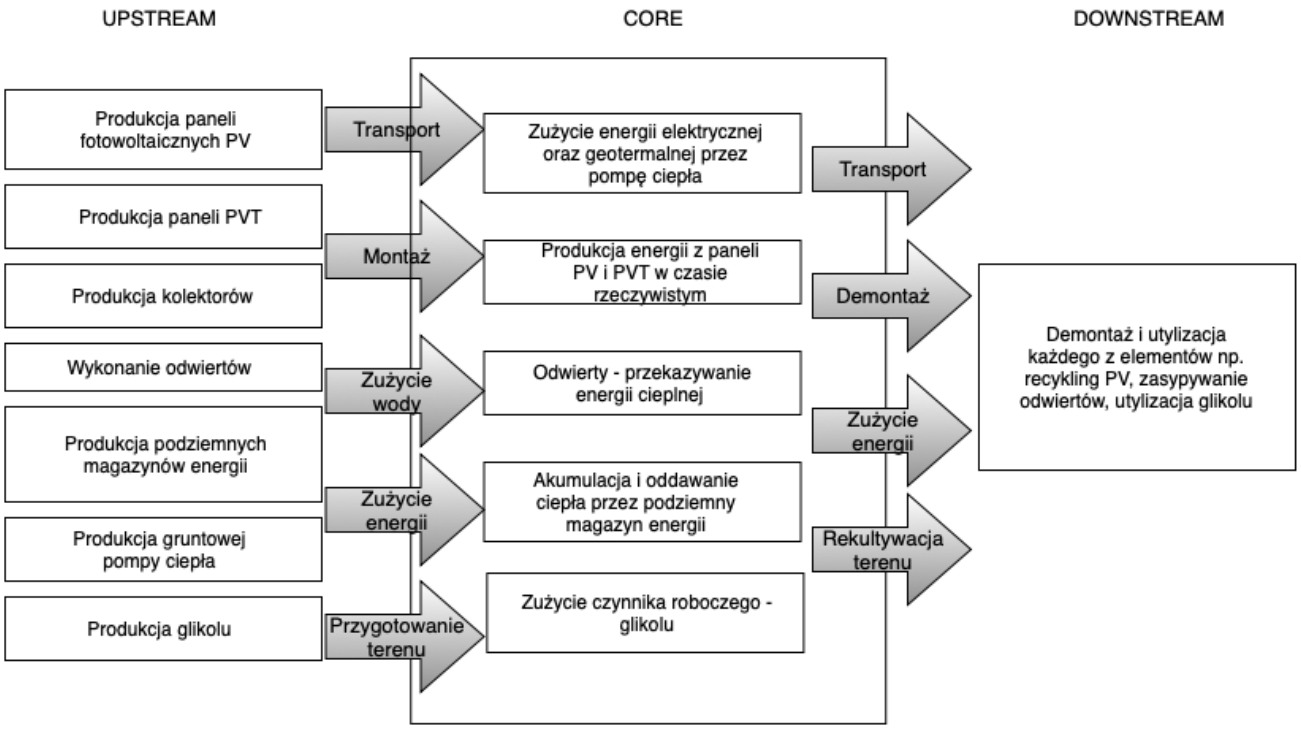
- gruntowej pompy ciepła,
- paneli PV/T,
- kolektorów słonecznych,
- paneli PV,
- podziemnych magazynów energii,
- odwiertów.

Natomiast wariant drugi składającą się z:

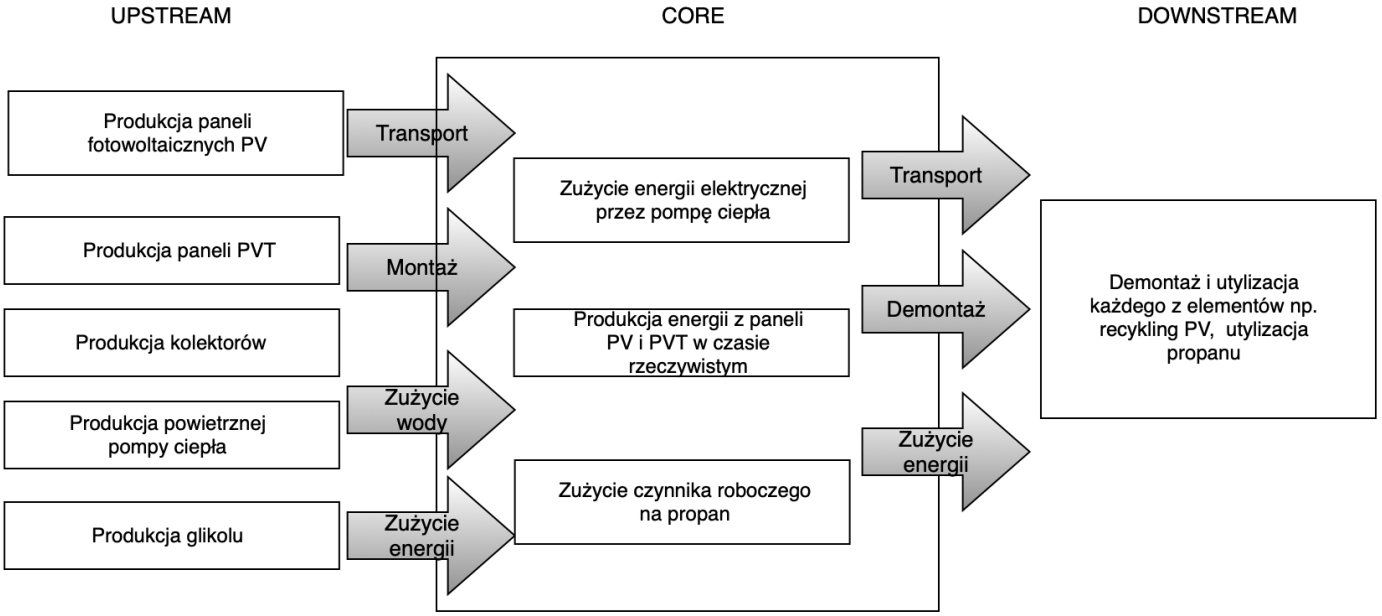
- powietrznej pompy ciepła na propan,
- paneli PV/T,
- kolektorów słonecznych,
- paneli PV.

Celem LCA była analiza porównawcza śladu środowiskowego dwóch wariantów technologicznych. Jednostka funkcjonalna to roczne zapotrzebowanie budynku na energię – łącznie 109,8 MWh/rok. Granice systemu: „od kołyski do bramy”

Rysunek 41 i Rysunek 42 przedstawiają granice systemu analizy dla wariantu I i II. Dane bezpośrednie, wykorzystane do analizy obejmowały strumienie zaznaczone na poniższych schematach jako „core” czyli dotyczyły etapu eksploatacji instalacji. Dane dotyczące cyklu życia infrastruktury wykorzystywanej do produkcji energii (na schematach procesy upstream) pochodziły z baz danych Ecoinvent 3.8 uwzględniając materiały i energie potrzebną do jej produkcji. Dane te zostały przeliczone bilansowo i wykorzystane do obliczeń w odniesieniu do jednostki funkcjonalnej. Analiza nie uwzględniała transportu infrastruktury do miejsca wykorzystania, jednakże uwzględniała EoL (and. End of Life) wykorzystanie infrastruktury (procesy downstream), czyli jej zagospodarowanie jako odpad po zakończeniu eksploatacji.



Rysunek 41. Granice systemu przyjęte dla I wariantu



Rysunek 42. Granice systemu przyjęte dla II wariantu

5.3 Założenia, wybory wartości i wyłączenia

Do analizy przyjęto następujące założenia:

- procesy są modelowane na podstawie danych projektowych;
- przy doborze procesów w pierwszej kolejności stosowano dane reprezentatywne geograficznie dla Polski (np. dla energii elektrycznej – *Electricity, low voltage {PL}| market for | Cut-off, U*), a w przypadku braku tej reprezentatywności, dane dla Europy i/lub globalne;
- przy doborze procesów w programie SimaPro użyte zostało podejście *Cut-off* oraz *Unit*.

  W modelu Cut-off system odpadu jest odpowiedzialnością producenta, zgodnie z ideą „zanieczyszczający płaci". Produkty nadające się do recyklingu, są dostępne bez obciążeń środowiskowych wynikających z pierwotnego systemu wyrobu (odcięcie).

  Oznacza to, że wszystkie obciążenia środowiskowe przypisywane są wyłącznie do produktu głównego, natomiast produkty uboczne, materiały wtórne oraz odpady nadające się do recyklingu są traktowane jako punkt odcięcia. W konsekwencji, surowce wtórne wchodzące do analizy, nie posiadają obciążenia środowiskowego wynikającego z poprzedniego systemu wyrobu, a obciążone są wyłącznie wpływami wynikającymi z procesów recyklingu, odzysku czy transportu.

  System Unit oznacza, agregacje danych w postaci strumieni elementarnych do poziomu procesów jednostkowych. Użytkownik ma dostęp do szczegółowych danych na temat poszczególnych etapów cyklu życia, takich jak emisje i zużycie surowców dla każdej operacji technologicznej. System daje większą elastyczność i mniejszą szczegółowość, natomiast wymaga więcej obliczeń i konfiguracji.
- Z analizy wyłączono transport z miejsca produkcji do miejsca wykorzystania.

5.4 Analiza zbioru wejść i wyjść (LCI)

Poniżej przedstawiono dane bilansowe i wyniki obliczeń, wykorzystane na etapie LCI celem przygotowania tabel inwentarzowych do dalszej analizy. W opracowaniu wykorzystano dane z projektu RESHeat [12] i dane literaturowe.

W pierwszej kolejności przygotowano tabele inwentarzowe identyfikujące główne procesy i komponenty. Następie do zidentyfikowanych strumieni wyrobów tj. procesów jednostokowych, z wykorzystaniem bazy Ecoinvent 3.8, przypisano odpowiednie procesy reprezentujące dane upstream wynikające z ich cyklu życia oraz odpowiadające rzeczywistym komponentom/procesom instalacji (dane z technosfery). Ostatnim elementem tabel inwentarzowych były strumienie elementarne tj. wejścia i wyjścia z systemów reprezentujące dane z natury i do natury. W przypadku analizowanych systemów strumienie elementarne stanowiła energia geotermalna oraz emisje do atmosfery. Tabela 35 przedstawia listę wykorzystanych i dobranych z bazy procesów jednostkowych.

Tabela 35. Lista procesów/komponentów wykorzystanych w programie SimaPro

Proces	**Nazwa procesu z bazy Ecoinvent**
Energia geotermalna	Energy, geothermal, converted
Gruntowa pompa ciepła	Heat pump, brine-water, 10kW {GLO}| market for heat pump, brine-water, 10kW | Cut-off, U
Powietrzna pompa ciepła	Heat pump, 30kW {GLO}| market for heat pump, 30kW | Cut-off, U
Magazyn ciepła	Heat storage, 2000l {GLO}| market for heat storage, 2000l | Cut-off, U
Energia elektryczna	Electricity, low voltage {PL}| electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted | Cut-off, U
Energia elektryczna na potrzeby pracy sprężarki w pompie ciepła	Electricity, low voltage {PL}| electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted | Cut-off, U
Czynnik roboczy w pompie ciepła R134a	Refrigerant R134a {RER}| refrigerant R134a production | Cut-off, U

Czynnik roboczy w pompie ciepła propan	Propane {GLO}| market for propane | Cut-off, U
Pionowe wymienniki ciepła	Borehole heat exchanger, 150m {RoW}| borehole heat exchanger production, 150m | Cut-off, U
Kolektory PV/T	Heat, central or small-scale, other than natural gas {RoW}| operation, solar collector system, evacuated tube collector, one-family house, for combined system | Cut-off, U
Etan	Ethane, 1,1,1,2-tetrafluoro-, HFC-134a
Propan	Propane

Źródło: Opracowanie własne na podstawie bazy Ecoinvent w programie SimaPro

Tabela 36 przedstawia dane inwentarzowe dla wariantu I wraz z wartościami liczbowymi przyjętymi do obliczeń.

Tabela 36. Bilans materiałowy dla przyjętej jednostki funkcjonalnej dla pierwszego wariantu

WEJŚCIA				
Proces/komponent instalacji	**Wartość**	**Jednostka**	**Założenia do kalkulacji**	**Źródło danych**
Surowce				
Energia geotermalna	242 000	MJ	65% udziału geotermii, 3,6 MJ, 0,744 wskaźnik energii geotermalnej na 1 MJ z pompy ciepła	Dane bezpośrednio wyliczone z zapotrzebowania budynku na energię
Energia elektryczna/cieplna				
Gruntowa pompa ciepła	0,475	p	Moc pompy ciepła 95 kW podzielona przez czas życia pompy – 20 lat	Dane z projektu RESHeat
Magazyn ciepła	0,0667	p	Magazyn energii podzielony przez średni czas jego działania – 15 lat	Dane z projektu RESHeat

Energia elektryczna	24 411,5	kWh	Produkcja energii elektrycznej z paneli – bez uwzględnienia potrzeb własnych sprężarki	Dane z projektu RESHeat
Energia elektryczna na potrzeby pracy sprężarki w pompie ciepła	9 020	kWh	Zużycie energii elektrycznej sprężarce pompy ciepła	Dane z projektu RESHeat
Czynnik roboczy w pompie ciepła R134a	0,4	kg	Czynnik chłodniczy krążący w pompie ciepła	Dane z bazy Ecoinvent
Pionowe wymienniki ciepła	0,429	p	Odwierty	Dane z projektu RESHeat
Kolektory PV/T	48 673,98	kWh	35% energii dla budynku pochodzi z kolektorów słonecznych	Dane z projektu RESHeat
WYJŚCIA				
Emisje do powietrza				
Etan	0,4	kg	Emisja etanu w wyniku użycia czynnika R134a w pompie ciepła	Dane z bazy Ecoinvent

Tabela 37 przedstawia dane inwentarzowe dla wariantu II.

Tabela 37. Bilans materiałowy dla przyjętej jednostki funkcjonalnej dla drugiego wariantu

WEJŚCIA				
Zbiór danych z bazy Ecoinvent	**Wartość**	**Jednostka**	**Komentarz**	**Źródło danych**
Energia elektryczna/cieplna				
Powietrzna pompa ciepła	0,1585	p	Moc pompy to 95 kW, podzielone przez 30 kW mocy pompy z bazy Ecoinvent, podzielone przez czas życia pompy	Na podstawie danych z projektu RESHeat

Energia elektryczna	29 629,01	kWh	Energia z paneli	Na podstawie danych z projektu RESHeat
Energia elektryczna na potrzeby pracy sprężarki w pompie ciepła	10 936,75	kWh	Energia z paneli, wykorzystywana do pracy sprężarki w pompie	Na podstawie danych z projektu RESHeat
Czynnik roboczy w pompie ciepła propan	0,4	kg	Czynnik krążący w instalacji z pompą ciepła	Dane z bazy Ecoinvent
Kolektory PV/T	10 370,15	kWh	35% energii dla budynku pochodzi z kolektorów	Na podstawie danych z projektu RESHeat
WYJŚCIA				
Emisje do powietrza				
Propan	0,4	kg	Emisja do powietrza wynikająca z wykorzystania propanu w instalacji	Dane z bazy Ecoinvent

5.5 Ocena wpływu cyklu życia – LCIA

Po sporządzeniu analizy zbioru wejść i wyjść przeprowadzona została ocena wpływu cyklu życia, celem kalkulacji ślad środowiskowego przy zastosowaniu wszystkich kategorii oddziaływania wg wybranej metody.

Wykorzystane oprogramowanie: Analizę przeprowadzono w programie SimaPro Developer v. 9.4.0.2, na podstawie licencji udostępnionej przez Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

Metoda LCIA: EF 3.0 v.1.03.

Wyłączenia systemowe: emisje długoterminowe;

Ważenie: przyjęto współczynnik wagowy równy „1” dla każdej kategorii oddziaływania.

Metoda EF 3.0 jest metodą oceny wpływu przyjętą przez Komisję Europejską (KE), opublikowaną w listopadzie 2019 r [155]. Mimo, że w projekcie RESHeat liczone było LCA dla I wariantu, wykonane ono było metodą ReCipe 2016 midpoint. Metoda ta opiera się na analizie kategorii oddziaływań na poziomie midpoint, czyli w punkcie pośrednim łańcucha przyczynowo-skutkowego – zanim przekształci się w efekty końcowe dla zdrowia człowieka, ekosystemów czy zasobów [156]. Ze względu na wyżej wspomniane najnowsze rekomendacje KE analiza LCA wykonana tu była metodą EF i objęła oba warianty w celu kompleksowej analizy obu instalacji. Tabela 34 przedstawia rekomendowane modele charakteryzowania, w ramach poszczególnych kategorii oddziaływania, które są zbliżone do zestawu kategorii wpływu oraz modeli charakteryzowania w metodzie EF 3.0. Różnica dotyczy dwóch kategorii: Wyczerpywanie zasobów – surowce kopalne oraz użytkowanie gruntów. Dodatkowo w wynikach charakteryzowanych kategoria użytkowanie gruntów przedstawiana jest w jednostce Ptc, w celu rozróżnienia jej od wyników ważonych wyrażanych w jednostce Pt.

Tabela 38 przedstawia natomiast bazowe współczynniki normalizacyjne i ważone dla poszczególnych kategorii wpływu wykorzystywane w metodzie EF.

Tabela 38. Bazowe współczynniki normalizacyjne i ważone dla poszczególnych kategorii wpływu

Kategoria wpływu	**Współczynnik normalizacyjny**	**Współczynnik ważony**
Zakwaszenie	0,018	0,062
Zmiana klimatu	0,000132	0,211
Ekotoksyczność dla wody słodkiej	1,76E-05	0,019
Cząstki stale	1 679,637	0,090
Eutrofizacja wodna – w oda morska	0,0512	0,030
Eutrofizacja wodna – woda słodka	0,622	0,028
Eutrofizacja lądowa	0,006	0,037
Zdrowie ludzkie, czynniki rakotwórcze	57 961,278	0,021
Zdrowie ludzkie, czynniki nierakotwórcze	7 767,851	0,018
Promieniowanie jonizujące	0,000237	0,050
Użytkowanie gruntów	1,220E-06	0,079
Zubożenie warstwy ozonowej	19,1028	0,0631

Fotochemiczne powstawanie ozonu	0,0245	0,0478
Wyczerpywanie zasobów – surowce kopalne	1,5384E-05	0,0832
Wyczerpywanie zasobów – surowce mineralne i metale	15,7176815	0,0755
Wyczerpywanie zasobów wodnych	8,7194E-05	0,0851

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro

Ostateczne wyniki zostały przeliczone na 1 kWh energii i przedstawiane są jako wyniki charakteryzowane oraz wyniki ważone (po etapie normalizacji).

5.6 Wyniki oceny cyklu życia LCA dla pierwszego wariantu

5.6.1 Charakteryzowane wyniki wskaźników kategorii oddziaływania

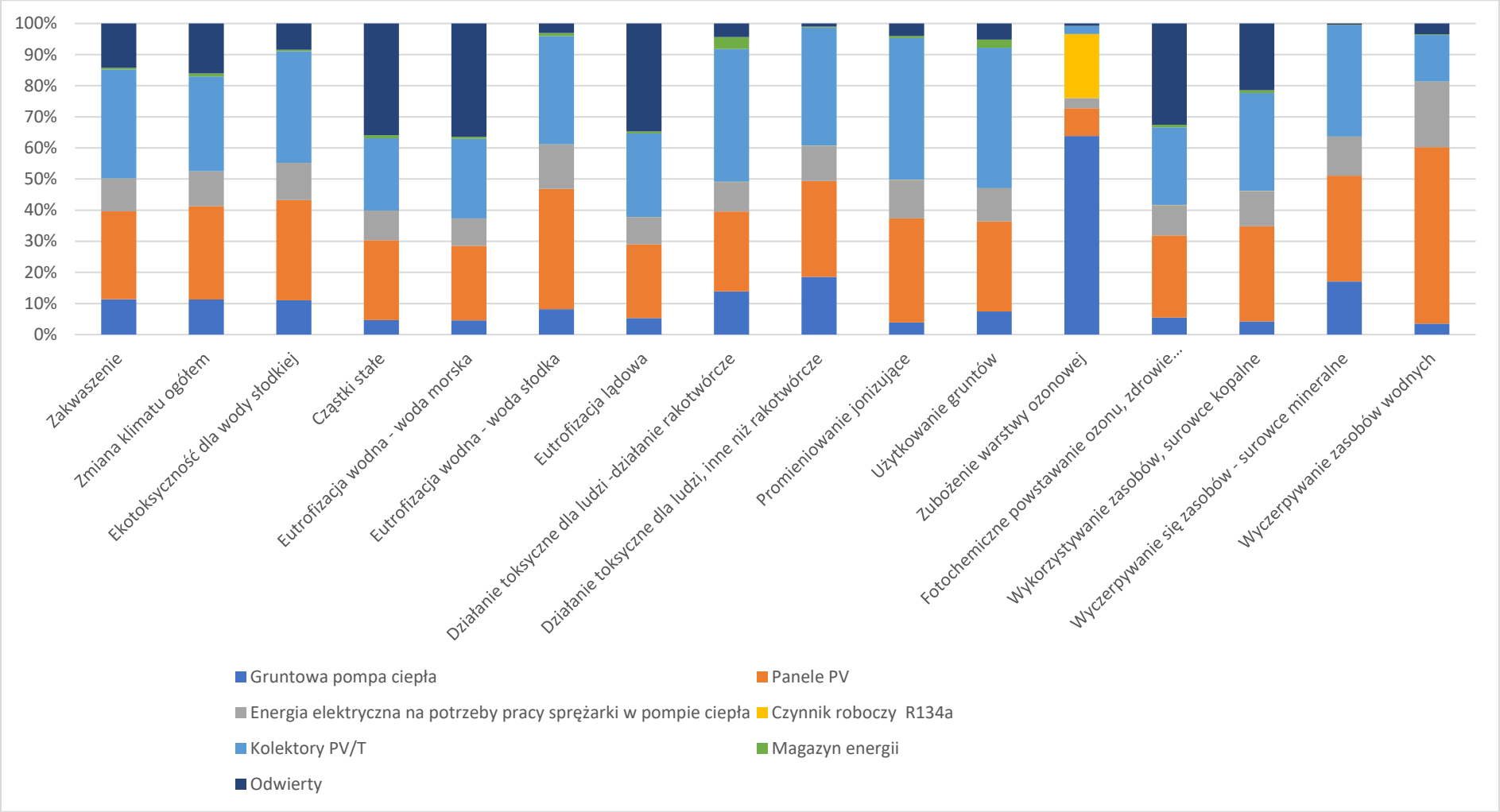
Tabela 39 i Rysunek 43 przedstawia wyniki po etapie charakteryzowania w 16 kategoriach wpływu dla pierwszego wariantu. Wyniki we wszystkie kategoriach wpływu wyskalowane są do 100% stąd nie wskazują jednoznacznie czy mowa o 100% istotnego lub mało istotnego wpływu. Taki sposób prezentacji wyników po etapie charakteryzowania przedstawia jednak zależności procesów między sobą. Dane dla każdej kategorii są przedstawione w jednostce odniesienia – np. dla zmiany klimatu – w kg ekwiwalentu CO_2. Ze względu na to, że część wartości jest bardzo małymi liczbami, niektóre wyniki w tabeli przedstawiono w postaci liczb naukowych.

Tabela 39. Wyniki po etapie charakteryzowania dla pierwszego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh.

Kategoria wpływu	Jednostka	Suma	Gruntowa pompa ciepła	Magazyn energii	Panele PV	Energia elektryczna na potrzeby pracy sprężarki w pompie ciepła	Czynnik roboczy R134a	Odwierty	Kolektory PV/T
Zakwaszenie	mol H+ eq	3,66E-04	4,15E-05	2,12E-06	1,04E-04	3,83E-05	1,60E-07	5,20E-05	1,28E-04
Zmiana klimatu	kg CO_2 eq	4,72E-02	4,89E-03	4,30E-04	1,30E-02	4,82E-03	4,79E-05	6,97E-03	1,32E-02
Ekotoksyczność dla wody słodkiej	CTUe	4,24E-01	4,67E-02	2,28E-03	1,37E-01	5,05E-02	1,58E-04	3,57E-02	1,52E-01
Cząstki stale	disease inc.	3,60E-09	1,66E-10	3,52E-11	9,26E-10	3,42E-10	1,83E-12	1,29E-09	8,36E-10
Eutrofizacja wodna – woda morska	kg N eq	5,95E-05	2,74E-06	4,20E-07	1,42E-05	5,26E-06	1,73E-08	2,17E-05	1,52E-05
Eutrofizacja wodna – woda słodka	kg P eq	2,55E-06	2,07E-07	2,44E-08	9,87E-07	3,65E-07	4,35E-10	7,89E-08	8,89E-07
Eutrofizacja lądowa	mol N eq	6,81E-04	3,63E-05	4,87E-06	1,61E-04	5,96E-05	1,92E-07	2,36E-04	1,83E-04
Zdrowie ludzkie, czynniki rakotwórcze	CTUh	7,08E-11	9,85E-12	2,70E-12	1,82E-11	6,71E-12	4,46E-14	3,11E-12	3,02E-11

Zdrowie ludzkie, czynniki nierakotwórcze	CTUh	2,62E-09	4,87E-10	8,34E-12	8,05E-10	2,98E-10	3,43E-13	2,72E-11	9,94E-10
Promieniowanie jonizujące	kBq U-235 eq	1,24E-03	4,88E-05	8,46E-06	4,14E-04	1,53E-04	5,28E-07	4,97E-05	5,64E-04
Użytkowanie gruntów	Ptc	1,94E-01	1,44E-02	4,98E-03	5,63E-02	2,08E-02	3,29E-05	1,01E-02	8,77E-02
Zubożenie warstwy ozonowej	kg CFC11 eq	1,11E-08	7,07E-09	6,81E-12	9,87E-10	3,65E-10	2,28E-09	8,84E-11	2,79E-10
Fotochemiczne powstawanie ozonu	kg NMVOC eq	2,24E-04	1,23E-05	1,90E-06	5,91E-05	2,18E-05	1,05E-07	7,29E-05	5,59E-05
Wyczerpywanie zasobów – surowce kopalne	MJ	5,32E-01	2,24E-02	4,82E-03	1,63E-01	6,01E-02	2,93E-04	1,14E-01	1,67E-01
Wyczerpywanie zasobów – surowce mineralne i metale	kg Sb eq	2,73E-06	4,64E-07	4,29E-09	9,28E-07	3,43E-07	1,21E-10	1,13E-08	9,75E-07
Wyczerpywanie zasobów wodnych	m^3 depriv.	2,24E-02	7,75E-04	5,04E-05	1,27E-02	4,69E-03	1,29E-05	7,75E-04	3,36E-03

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro



Rysunek 43. Wyniki po etapie charakteryzowania dla pierwszego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro

Analiza wyników oceny cyklu życia (LCA) dla pierwszego wariantu systemu grzewczego w przeliczeniu na 1 kWh energii użytkowej wskazuje, że w każdej z analizowanych kategorii wpływu środowiskowego dominujący udział wykazuje kilka elementów analizowanego systemu.

W kategorii zakwaszenia największy wpływ generują kolektory PV/T, odpowiadające za wartość 1,28E-04 mol H^+ eq (35,1%), co czyni je głównym źródłem oddziaływania. Pozostałe dojmujące odziaływanie w tej kategorii to panele PV (1,04E-04 mol H^+ eq, 28,3 %), Odwierty (5,20E-5 mol H^+ eq, 14,2%), Gruntowa pompa ciepła (4,15E-5 mol H^+ eq, 11,3%). Dla zmiany klimatu najistotniejszym komponentem są kolektory PV/T (1,32E-02 kg CO_2 eq – 28%), nieznacznie wyższym niż wskaźnik dla paneli PV (1,30E-02 kg CO_2 eq – 27,6%). W przypadku ekotoksyczności dla wód słodkich największy udział również wykazują kolektory PV/T, generując 1,52E-01CTUe (35,9%), co znacząco przewyższa inne elementy systemu w tej kategorii wpływu.

W kategorii cząstek stałych oraz eutrofizacji wodnej wody morskiej dominujący wpływ mają procesy związane z odwiertami, osiągają kolejno wartości 1,29E-09 disease inc. (35,9%) i 2,17E-05 kg N eq (36,4%). W eutrofizacji wodnej wody słodkiej najwyższy udział generują panele PV (9,87E-07 kg P eq – 38,7%), w eutrofizacji lądowej ponownie odwierty (2,36E-04 mol N eq 34,7%), przewyższając inne komponenty systemu w tej kategorii wpływu.
W kategorii wpływu na zdrowie ludzkie czynników rakotwórczych największy wpływ mają kolektory PV/T (3,02E-11 CTUh – 42,7%), podobnie jak w kategorii czynników nierakotwórczych, (9,94E-10 CTUh – 37,9%). Dla promieniowania jonizującego dominującym komponentem są kolektory PV/T z wartością 5,64E-04 kBq U-235 eq (45,6%).

W kategorii użytkowania gruntów najistotniejszy wpływ mają kolektory PV/T, osiągając 8,77E-02 Pt (45,1%). W zakresie zubożenia warstwy ozonowej najwyższy udział wykazuje gruntowa pompa ciepła (7,07E-09 kg CFC11 eq – 63,8%), natomiast pozostałe dominujące odziaływanie w tej kategorii to czynnik roboczy R134a (2,28E-9 kg CFC11 eq, 20,6%), panele PV (9,87E-10 kg CFC11 eq, 8,91%), energia elektryczna na potrzeby pracy sprężarki w pompie ciepła (3,65E-10 kg CFC11 eq, 3,29%) W kategorii fotochemicznego powstawania ozonu dominują odwierty z wartością 7,29E-05 kg NMVOC eq (32,5%).

W kategorii wyczerpywania zasobów kopalnych największy wpływ mają kolektory PV/T, których wkład wynosi 1,67E-01 MJ (31,5%). Podobnie jest w przypadku wyczerpywania zasobów mineralnych i metali, gdzie również dominują kolektory PV/T (9,75E-07 kg Sb eq – 35,8%). W kategorii wyczerpywania zasobów wodnych największy udział mają panele PV z wartością 1,27E-02 m^3 depriv (56,8%).

Podsumowując, komponentem o największym udziale w większości kategorii wpływu są kolektory PV/T, z wyjątkiem kilku przypadków, w których przeważają odwierty (np. cząstki stałe, eutrofizacja wodna), panele PV (eutrofizacja słodkowodna, wyczerpywanie zasobów wodnych) lub gruntowa pompa ciepła (zubożenie warstwy ozonowej).

5.6.2 Ważone wyniki wskaźników kategorii oddziaływania

Tabela 40 i Rysunek 44 przedstawia wyniki po etapie normalizowania i ważenia w 16 kategoriach wpływu. Wyniki te, we wszystkie kategoriach wpływu wyrażone są w jednostce μPt (mikro Pt, Pt – ang. point). Ekopunkt (Pt) jest używany do przedstawienia ostatecznego wyniku. Wartość 1 Pt reprezentuje jedną tysięczną rocznego obciążenia środowiska jednego obywatela Europy. Wartość ta jest obliczana poprzez podzielenie całkowitego obciążenia środowiska w Europie przez liczbę mieszkańców i pomnożenie przez 1 000 (współczynnik skali).

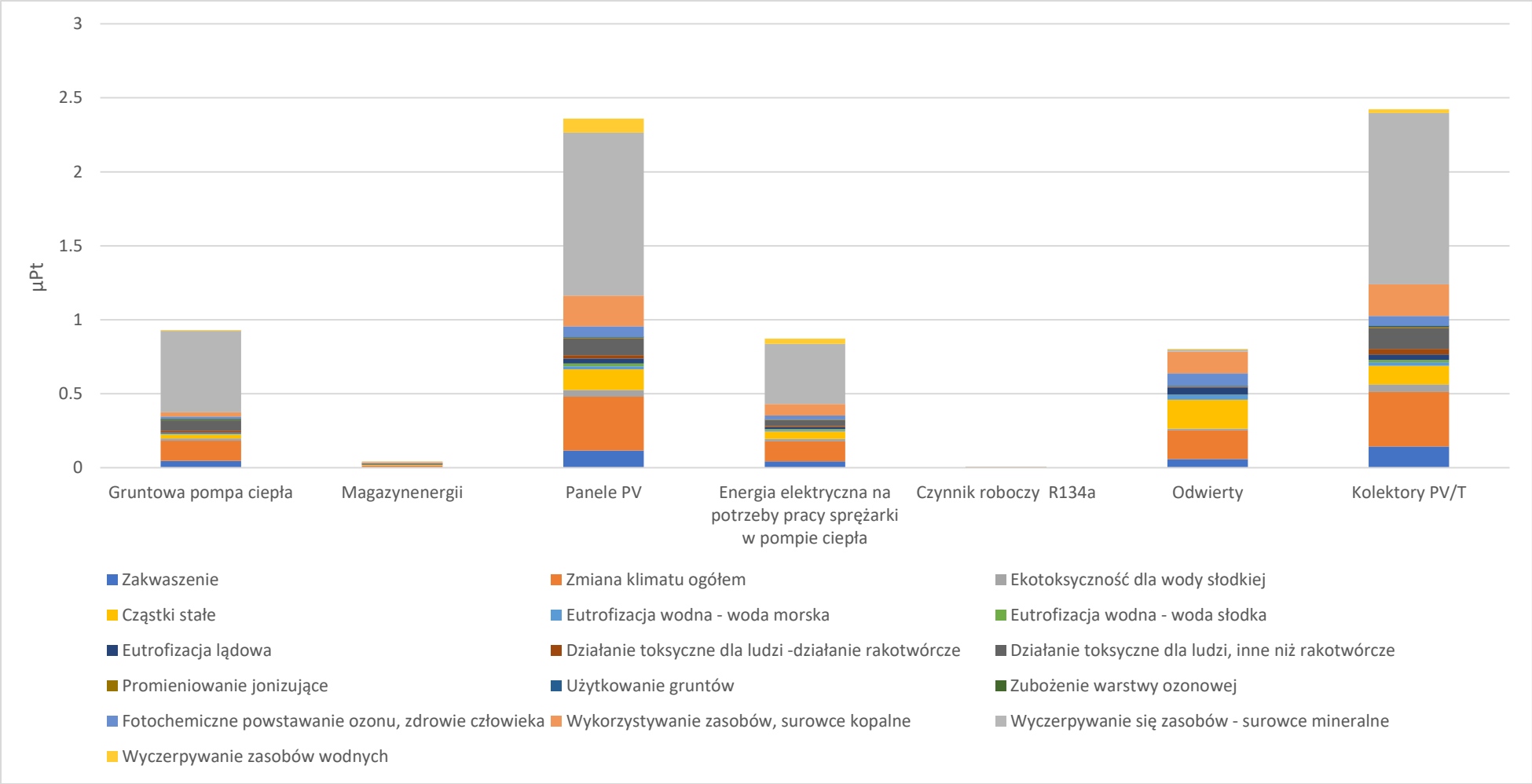
Tabela 40. Wyniki po etapie ważenia dla pierwszego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh [µPt]

Kategoria wpływu	Jednostka	Suma	Gruntowa pompa ciepła	Magazyn energii	Panele PV	Energia elektryczna na potrzeby pracy sprężarki w pompie ciepła	Czynnik roboczy R134a	Odwierty	Kolektory PV/T
Suma	µPt	7,54E+00	9,31E-01	4,15E-02	2,36E+00	8,72E-01	5,52E-03	8,03E-01	2,42E+00
Zakwaszenie	µPt	4,08E-01	4,63E-02	2,36E-03	1,16E-01	4,27E-02	1,78E-04	5,80E-02	1,43E-01
Zmiana klimatu	µPt	1,31E+00	1,36E-01	1,20E-02	3,64E-01	1,34E-01	1,34E-03	1,94E-01	3,69E-01
Ekotoksyczność dla wody słodkiej	µPt	1,43E-01	1,58E-02	7,71E-04	4,62E-02	1,71E-02	5,35E-05	1,21E-02	5,14E-02
Cząstki stale	µPt	5,42E-01	2,50E-02	5,30E-03	1,39E-01	5,15E-02	2,75E-04	1,94E-01	1,26E-01
Eutrofizacja wodna – woda morska	µPt	9,02E-02	4,15E-03	6,37E-04	2,16E-02	7,96E-03	2,62E-05	3,28E-02	2,30E-02
Eutrofizacja wodna – woda słodka	µPt	4,45E-02	3,61E-03	4,24E-04	1,72E-02	6,36E-03	7,58E-06	1,38E-03	1,55E-02
Eutrofizacja lądowa	µPt	1,43E-01	7,61E-03	1,02E-03	3,38E-02	1,25E-02	4,03E-05	4,95E-02	3,84E-02

Zdrowie ludzkie, czynniki rakotwórcze	µPt	8,74E-02	1,22E-02	3,33E-03	2,24E-02	8,28E-03	5,50E-05	3,84E-03	3,73E-02
Zdrowie ludzkie, czynniki nierakotwórcze	µPt	3,74E-01	6,96E-02	1,19E-03	1,15E-01	4,25E-02	4,91E-05	3,89E-03	1,42E-01
Promieniowanie jonizujące	µPt	1,47E-02	5,79E-04	1,00E-04	4,91E-03	1,81E-03	6,27E-06	5,90E-04	6,69E-03
Użytkowanie gruntów	µPt	1,88E-02	1,40E-03	4,82E-04	5,45E-03	2,01E-03	3,18E-06	9,83E-04	8,50E-03
Zubożenie warstwy ozonowej	µPt	1,33E-02	8,52E-03	8,21E-06	1,19E-03	4,40E-04	2,75E-03	1,07E-04	3,37E-04
Fotochemiczne powstawanie ozonu	µPt	2,62E-01	1,44E-02	2,22E-03	6,91E-02	2,55E-02	1,22E-04	8,53E-02	6,54E-02
Wyczerpywanie zasobów – surowce kopalne	µPt	6,81E-01	2,87E-02	6,18E-03	2,08E-01	7,70E-02	3,75E-04	1,46E-01	2,14E-01

Wyczerpywanie zasobów – surowce mineralne i metale	µPt	3,23E+00	5,51E-01	5,09E-03	1,10E+00	4,07E-01	1,43E-04	1,34E-02	1,16E+00
Wyczerpywanie zasobów wodnych	µPt	1,66E-01	5,75E-03	3,74E-04	9,42E-02	3,48E-02	9,58E-05	5,75E-03	2,49E-02

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro



Rysunek 44. Wyniki po etapie ważenia dla pierwszego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh [µPt]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro

Całkowity wpływ środowiskowy analizowanej instalacji w wariancie I wynosi 7,54 µPt. Wartość ta została uzyskana jako suma wpływów poszczególnych komponentów systemu, z uwzględnieniem różnych kategorii oddziaływania na środowisko.

Najwyższą wartość wśród analizowanych kategorii wpływu osiągnęło wyczerpywanie zasobów – surowce mineralne i metale, wynosząc 3,23 µPt. Odpowiada ona za ponad 42,9% całkowitego wpływu środowiskowego. Tak wysoka wartość wynika głównie z wpływu następujących komponentów:

- Kolektory PV/T – 1,16 µPt (15,38%);
- Panele PV – 1,10 µPt (14,59 %);
- Gruntowa pompa ciepła – 0,55 µPt (7,29 %);
- Energia elektryczna do pracy sprężarki – 0,41 µPt (5,44 %).

Jest to zgodne z literaturą, która wskazuje na znaczące zużycie zasobów mineralnych podczas produkcji modułów fotowoltaicznych oraz urządzeń zawierających zaawansowane komponenty techniczne [93].

Spośród wszystkich analizowanych elementów systemu, największy wpływ na środowisko mają:

- Kolektory PV/T – 2,42 µPt (32,1 %);
- Panele PV – 2,36 µPt (31,3 %);
- Gruntowa pompa ciepła – 0,93 µPt (12,3 %);
- Energia elektryczna do pracy sprężarki w pompie ciepła – 0,87 µPt (11,6 %).

Pozostałe komponenty – odwierty, magazyn energii, czynnik roboczy R134a – mają znacznie niższy udział w łącznym wpływie środowiskowym (łącznie poniżej 1 µPt).

Z przedstawionej analizy wynika, że największym problemem środowiskowym instalacji w wariancie I jest intensywne zużycie surowców mineralnych i metali, głównie przez elementy fotowoltaiczne i gruntową pompę ciepła.

5.7 Wyniki oceny cyklu życia LCA dla drugiego wariantu

5.7.1 Charakteryzowane wyniki wskaźników kategorii oddziaływania

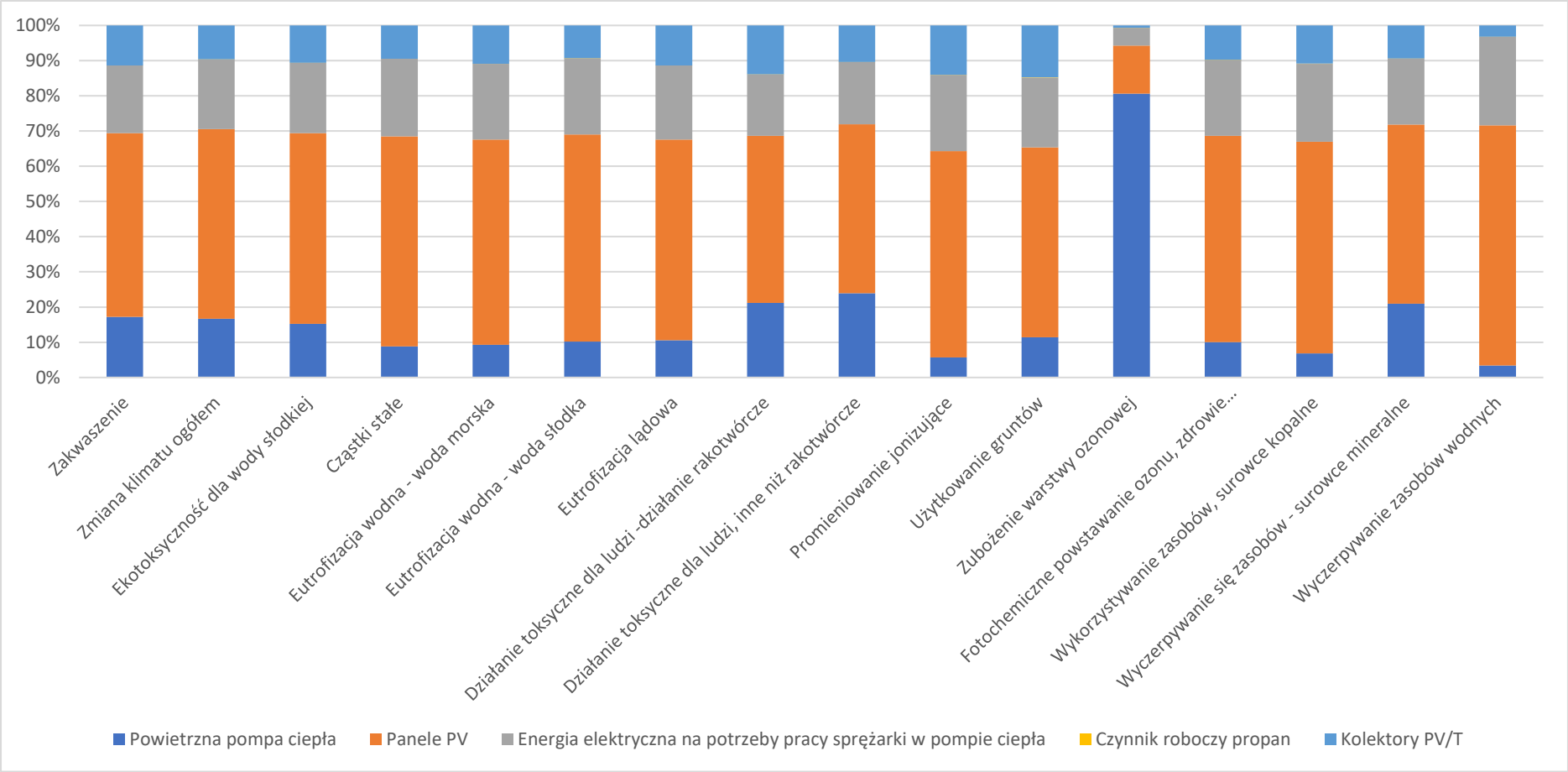
Tabela 41 i Rysunek 45 przedstawia wyniki charakteryzowane dla drugiego wariantu.

Tabela 41. Wyniki po etapie charakteryzowania dla drugiego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh

Kategoria wpływu	Jednostka	Suma	Powietrzna pompa ciepła	Panele PV	Energia elektryczna na potrzeby pracy sprężarki w pompie ciepła	Czynnik roboczy propan	Kolektory PV/T
Zakwaszenie	mol H+ eq	2,41E-04	4,15E-05	1,26E-04	4,64E-05	1,15E-08	2,73E-05
Zmiana klimatu	kg CO2 eq	2,94E-02	4,89E-03	1,58E-02	5,84E-03	2,72E-06	2,82E-03
Ekotoksyczność dla wody słodkiej	CTUe	3,06E-01	4,67E-02	1,66E-01	6,12E-02	9,48E-06	3,24E-02
Cząstki stale	disease inc.	1,88E-09	1,66E-10	1,12E-09	4,15E-10	1,16E-13	1,78E-10
Eutrofizacja wodna – woda morska	kg N eq	2,96E-05	2,75E-06	1,73E-05	6,38E-06	2,30E-09	3,24E-06
Eutrofizacja wodna – woda słodka	kg P eq	2,04E-06	2,08E-07	1,20E-06	4,42E-07	6,09E-11	1,90E-07
Eutrofizacja lądowa	mol N eq	3,43E-04	3,63E-05	1,96E-04	7,22E-05	2,56E-08	3,89E-05
Zdrowie ludzkie, czynniki rakotwórcze	CTUh	4,65E-11	9,86E-12	2,20E-11	8,13E-12	1,66E-15	6,44E-12

Zdrowie ludzkie, czynniki nierakotwórcze	CTUh	2,04E-09	4,87E-10	9,78E-10	3,61E-10	3,06E-14	2,12E-10
Promieniowanie jonizujące	kBq U-235 eq	8,56E-04	4,89E-05	5,02E-04	1,85E-04	3,81E-08	1,20E-04
Użytkowanie gruntów	Ptc	1,27E-01	1,44E-02	6,83E-02	2,52E-02	8,15E-06	1,87E-02
Zubożenie warstwy ozonowej	kg CFC11 eq	8,77E-09	7,07E-09	1,20E-09	4,42E-10	2,00E-13	5,95E-11
Fotochemiczne powstawanie ozonu	kg NMVOC eq	1,23E-04	1,23E-05	7,17E-05	2,65E-05	1,79E-08	1,19E-05
Wyczerpywanie zasobów – surowce kopalne	MJ	3,29E-01	2,24E-02	1,98E-01	7,29E-02	1,36E-04	3,56E-02
Wyczerpywanie zasobów – surowce mineralne i metale	kg Sb eq	2,21E-06	4,65E-07	1,13E-06	4,16E-07	2,15E-11	2,08E-07
Wyczerpywanie zasobów – zasoby wodne	m^3 depriv.	2,26E-02	7,75E-04	1,54E-02	5,69E-03	2,65E-07	7,15E-04

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro



Rysunek 45. Wyniki po etapie charakteryzowania dla drugiego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh [%]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro

Analiza wyników oceny cyklu życia (LCA) dla drugiego wariantu systemu grzewczego w przeliczeniu na 1 kWh energii użytkowej wskazuje, że największy wpływ na środowisko mają panele PV i to w 15 kategoriach wpływu z 16 możliwych (wyjątkiem jest kategoria zubożania warstwy ozonowej). W przypadku kategorii zakwaszenia wpływ paneli PV wynosi 1,26E-04 mol H^+ eq (52,2 %). Dla zmiany klimatu jest to 1,58E-02 kg CO_2 eq czyli 53,9%. W kategorii ekotoksyczności dla wody słodkiej – 1,66E-01 CTUe (54,2 %).

W odniesieniu do cząstek stałych otrzymano wynik 1,12E-09 disease inc (59,7%). W kategorii eutrofizacji wód morskich wpływ paneli osiągnął wynik 1,73E-05 kg N eq (58,3 %). W eutrofizacji wód słodkich otrzymano wynik 1,20E-06 kg P eq (58,8 %). Dla eutrofizacji lądowej – 1,96E-04 mol N eq (57%).

Jeśli chodzi o działanie rakotwórcze na zdrowie ludzi otrzymano wynik 2,20E-11 CTUh (47,4%). W przypadku czynników nie rakotwórczych jest to 9,78E-10 CTUh (48 %). Dla promieniowania jonizującego – 5,02E-04 kBq U-235 eq (58,6 %). Wynik dla użytkowania gruntów to 6,83E-02 Pt (53,9 %).

Kategoria zubożenia warstwy ozonowej to jedyna w której nie dominują udział paneli PV, a powietrznej pompy ciepłą i wynosi on 7,07E-09 kg CFC11 eq (80,6 %). Dla fotochemicznego powstawania ozonu ponownie panele PV maja największy udział na poziomie – 7,17E-05 kg NMVOC eq (58,2%). W kategorii wyczerpywania zasobów kopalnych jest to wynik 1,98E-01 MJ (60,1%). Również dla wyczerpywania surowców mineralnych i metali największy wkład mają panele PV – 1,13E-06 kg Sb eq (50,9%). W odniesieniu do wyczerpywania zasobów wodnych jest to 1,54E-02 m^3 depriv (68,2 %).

Drugą grupą wyników, która ma bardzo duży wpływ na wyniki, jest zużycie energii elektrycznej na potrzeby pracy sprężarki w pompie ciepła. W kategorii zakwaszenia wpływ energii wynosi 4,64E-5 mol H^+ eq (19,3). Dla zmiany klimatu jest to 5,84E-03 CO_2 eq czyli 19,9 %. W kategorii ekotoksyczności dla wody słodkiej – 6,12E-02 CTUe (20 %).
W odniesieniu do cząstek stałych otrzymano wynik 4,15E-10 disease inc (22 %). W kategorii eutrofizacji wód morskich wpływ energii elektrycznej osiągnął wynik 6,38E-6 kg N eq (21,5 %). W eutrofizacji wód słodkich otrzymano wynik 4,42E-7 kg P eq (21,7 %). Dla eutrofizacji lądowej – 7,22E-5 mol N eq (21%).

Jeśli chodzi o działanie rakotwórcze na zdrowie ludzi otrzymano wynik 8,13E-121 CTUh (17,5%). W przypadku czynników nie rakotwórczych jest to 3,61E-10 CTUh (17,7 %). Dla promieniowania jonizującego – 1,85E-04 kBq U-235 eq (21,6 %). Wynik dla użytkowania gruntów to 2,52E-02 Pt (19,9 %).

Kategoria zubożenia warstwy ozonowej to w której większe odziaływanie od energii elektrycznej mają panele PV i wynosi ono 1,2E-9 kg CFC11 eq (13,7 %). Dla fotochemicznego powstawania ozonu ponownie energia elektryczna ma największy udział na poziomie – 2,65E-5 kg NMVOC eq (21,5 %). W kategorii wyczerpywania zasobów kopalnych jest to wynik 7,29E-02 MJ (22,2 %). Również dla wyczerpywania surowców mineralnych i metali największy wkład ma energia elektryczna – 4,16E-7 kg Sb eq (18,8 %). W odniesieniu do wyczerpywania zasobów wodnych jest to 5,69E-03 m^3 depriv (25,2 %).

5.7.2 Ważone wyniki wskaźników kategorii oddziaływania

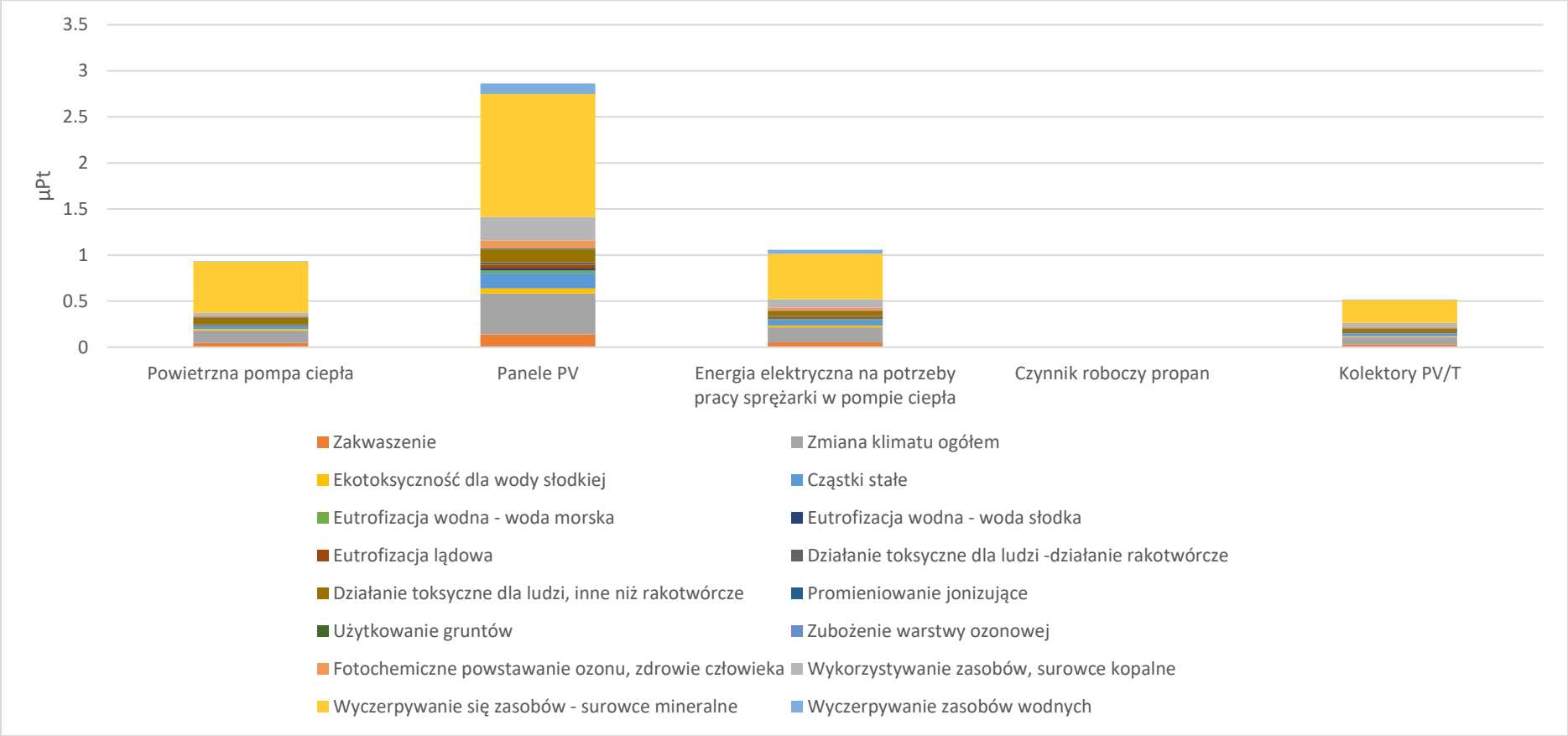
Tabela 42 i Rysunek 46 przedstawia wyniki po etapie ważenia dla drugiego wariantu.

Tabela 42. Wyniki po etapie ważenia dla drugiego wariantu [µPt]

Kategoria wpływu	Jednostka	Suma	Powietrzna pompa ciepła	Panele PV	Energia elektryczna na potrzeby pracy sprężarki w pompie ciepła	Czynnik roboczy propan	Kolektory PV/T
Suma	µPt	5,37E+00	9,32E-01	2,86E+00	1,06E+00	3,50E-04	5,16E-01
Zakwaszenie	µPt	2,69E-01	4,63E-02	1,40E-01	5,18E-02	1,28E-05	3,05E-02
Zmiana klimatu	µPt	8,19E-01	1,36E-01	4,41E-01	1,63E-01	7,57E-05	7,85E-02
Ekotoksyczność dla wody słodkiej	µPt	1,04E-01	1,58E-02	5,61E-02	2,07E-02	3,21E-06	1,10E-02
Cząstki stale	µPt	2,84E-01	2,50E-02	1,69E-01	6,25E-02	1,74E-05	2,68E-02
Eutrofizacja wodna – woda morska	µPt	4,49E-02	4,16E-03	2,62E-02	9,66E-03	3,48E-06	4,91E-03
Eutrofizacja wodna – woda słodka	µPt	3,55E-02	3,62E-03	2,09E-02	7,71E-03	1,06E-06	3,30E-03
Eutrofizacja lądowa	µPt	7,20E-02	7,62E-03	4,11E-02	1,52E-02	5,38E-06	8,17E-03
Zdrowie ludzkie, czynniki rakotwórcze	µPt	5,74E-02	1,22E-02	2,72E-02	1,00E-02	2,05E-06	7,95E-03

Zdrowie ludzkie, czynniki nierakotwórcze	µPt	2,91E-01	6,96E-02	1,40E-01	5,16E-02	4,37E-06	3,03E-02
Promieniowanie jonizujące	µPt	1,02E-02	5,80E-04	5,96E-03	2,20E-03	4,52E-07	1,43E-03
Użytkowanie gruntów	µPt	1,23E-02	1,40E-03	6,62E-03	2,44E-03	7,90E-07	1,81E-03
Zubożenie warstwy ozonowej	µPt	1,06E-02	8,53E-03	1,44E-03	5,33E-04	2,42E-07	7,17E-05
Fotochemiczne powstawanie ozonu	µPt	1,44E-01	1,44E-02	8,39E-02	3,10E-02	2,10E-05	1,39E-02
Wyczerpywanie zasobów – surowce kopalne	µPt	4,21E-01	2,87E-02	2,53E-01	9,33E-02	1,74E-04	4,56E-02
Wyczerpywanie zasobów – surowce mineralne i metale	µPt	2,63E+00	5,51E-01	1,34E+00	4,93E-01	2,55E-05	2,46E-01
Wyczerpywanie zasobów - zasoby wodne	µPt	1,68E-01	5,75E-03	1,14E-01	4,22E-02	1,97E-06	5,31E-03

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro



Rysunek 46. Wyniki po etapie ważenia dla drugiego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh [µPt]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro

Łączny wpływ środowiskowy całej instalacji w drugim wariancie wynosi 5,37 µPt. Największy wpływ generują panele fotowoltaiczne (2,86 µPt, 55 %)), głównie ze względu na intensywne zużycie zasobów mineralnych i metali (1,34 µPt, 46,7 %) oraz emisje związane ze zmianą klimatu (0,44 µPt, 15,4 %). Energia elektryczna potrzebna do pracy sprężarki pompy ciepła odpowiada za 1,06 µPt, czyli 19,7 % całego wyniku, co czyni ją drugim najbardziej obciążającym komponentem, przy czym dominującymi kategoriami wpływu dla tego procesu jest eksploatacja zasobów kopalnych (0,49 µPt, 46,7 %) i zmiana klimatu (0,16 µPt, 15,4 %).

Powietrzna pompa ciepła odpowiada za 0,93 µPt (17,4 %), z czego największy udział ma wyczerpywanie surowców mineralnych (0,55 µPt, 59,2 %). Kolektory PV/T generują umiarkowany wpływ środowiskowy (0,52 µPt, 9,61 %), również głównie w zakresie eksploatacji zasobów (0,25 µPt, 47,8 %). Najmniejszy wpływ odnotowano dla czynnika roboczego – propanu (3,50E-04 µPt, 6,51E-03 %), co potwierdza jego niski poziom oddziaływania środowiskowego.

Podsumowując łączny wpływ środowiskowy analizowanego wariantu wynosi 5,37 µPt, a kategoriami wpływu z największym wpływem na ten wynik są: wyczerpywanie zasobów mineralnych, wyczerpywanie zasobów pali kopalnych, zmiana klimatu natomiast najmniejszy wpływ pochodzi ze zużycia czynnika roboczego w pompie ciepła – propanu.

5.8 Analiza porównawcza LCA pierwszego i drugiego wariantu

W celu porównania, który z wariantów mniej oddziałuje na środowisko zestawione zostały ze sobie obie analizy LCA. Tabela 43 pokazuje wyniki analizy porównawczej po etapie ważenia.

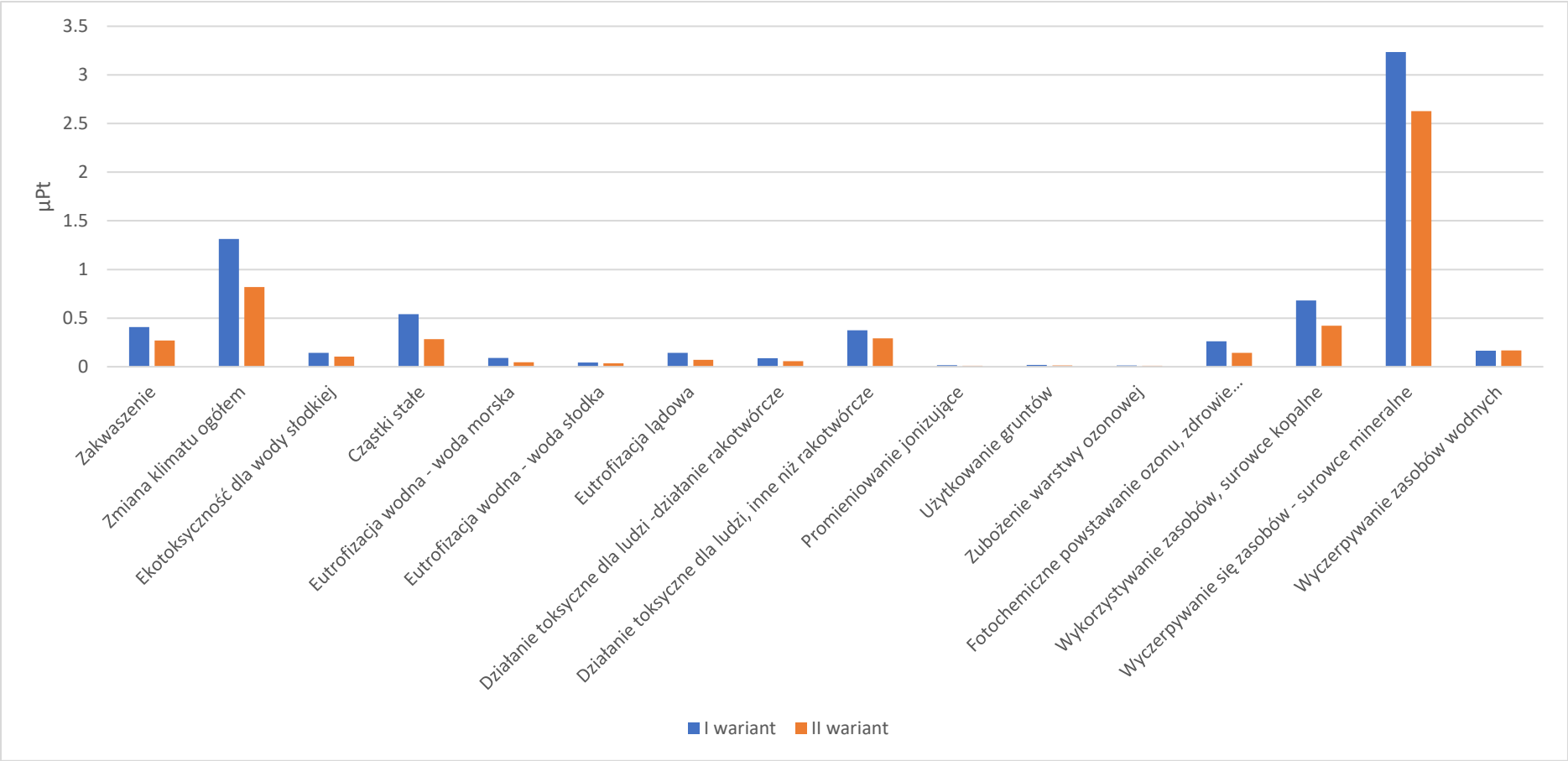
Tabela 43. Wyniki ważone analizy LCA I i II wariantu [µPt]

Kategoria wpływu	Jednostka	I wariant	II wariant
Suma	µPt	7,54E+00	5,37E+00
Zakwaszenie	µPt	4,08E-01	2,69E-01
Zmiana klimatu	µPt	1,31E+00	8,19E-01
Ekotoksyczność dla wody słodkiej	µPt	1,43E-01	1,04E-01
Cząstki stale	µPt	5,42E-01	2,84E-01
Eutrofizacja wodna – woda morska	µPt	9,02E-02	4,49E-02
Eutrofizacja wodna – woda słodka	µPt	4,45E-02	3,55E-02

Eutrofizacja lądowa	µPt	1,43E-01	7,20E-02
Zdrowie ludzkie, czynniki rakotwórcze	µPt	8,74E-02	5,74E-02
Zdrowie ludzkie, czynniki nierakotwórcze	µPt	3,74E-01	2,91E-01
Promieniowanie jonizujące	µPt	1,47E-02	1,02E-02
Użytkowanie gruntów	µPt	1,88E-02	1,23E-02
Zubożenie warstwy ozonowej	µPt	1,33E-02	1,06E-02
Fotochemiczne powstawanie ozonu	µPt	0,262017	0,144015
Wyczerpywanie zasobów – surowce kopalne	µPt	2,62E-01	1,44E-01
Wyczerpywanie zasobów – surowce mineralne i metale	µPt	6,81E-01	4,21E-01
Wyczerpywanie zasobów – zasoby wodne	µPt	3,23E+00	2,63E+00

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro

Rysunek 47 przedstawia graficzne porównanie dwóch wariantów.



Rysunek 47. Analiza porównawcza wyników ważonych wariantu I i II [µPt]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro

Na podstawie przeprowadzonej analizy porównawczej dwóch wariantów, można jednoznacznie stwierdzić, że II wariant cechuje się niższym skumulowanym wpływem na środowisko we wszystkich analizowanych kategoriach wpływu (5,37 µPt). Porównując wartości wskaźników wyrażonych w jednostkach µPt (mikropunkty), II wariant osiąga wartości niższe (o 2,17 µPt) niż wariant I (7,54 µPt). Największy wpływ odnotowano w kategorii „Wyczerpywanie zasobów – surowce kopalne", gdzie wartości wyniosły odpowiednio 3,23 µPt (42,9%) dla I wariantu oraz 2,63 µPt (48,9%) dla II wariantu. Kategoria ta dominuje nad pozostałymi, stanowiąc główne źródło obciążenia środowiskowego w obu analizowanych wariantach.

Podsumowując, przeprowadzona analiza jednoznacznie wskazuje, że II wariant jest korzystniejszy pod względem środowiskowym. Obciążenia środowiskowe we wszystkich kategoriach: zakwaszenie (wariant I - 0,41 µPt, wariant II – 0,27 µPt), zmiana klimatu (wariant I – 1,31 µPt, wariant II – 0,812µPt), ekotoksyczność dla wody słodkiej wariant I – 1,14 µPt, wariant II – 0,10 µPt), cząstki stałe (wariant I – 0,54 µPt, wariant II – 0,28 µPt), eutrofizacja wód słonych (wariant I – 0,09 µPt, wariant II – 0,05 µPt), eutrofizacja wód słodkich (wariant I – 0,045 µPt, wariant II – 0,036 µPt), eutrofizacja lądowa (wariant I – 0,143µPt, wariant II – 0,07 µPt), działanie toksyczne dla ludzi – rakotwórcze (wariant I – 0,09 µPt, wariant II – 0,06 µPt), działanie toksyczne dla ludzi – inne niż rakotwórcze (wariant I – 0,37 µPt, wariant II – 0,29 µPt), promieniowanie jonizujace (wariant I – 0,015 µPt, wariant II – 0,010 µPt), użytkowanie gruntu (wariant I – 0,019 µPt, wariant II – 0,012 µPt), zubożenie warstwy ozonowej (wariant I – 0,013µPt, wariant II – 0,011 µPt), fotochemiczne powstawanie ozonu (wariant I – 0,26 µPt, wariant II – 0,14 µPt), wykorzystanie zasobów kopalnych (wariant I – 0,681µPt, wariant II – 0,42 µPt), wykorzystanie surowców mineralnych i metali (wariant I – 3,23 µPt, wariant II – 2,63 µPt), wyczerpywanie zasobów wodnych (wariant I – 0,166 µPt, wariant II – 0,1681 µPt) są niższe w porównaniu z I wariantem (poza ostatnią z kategorii, gdzie wariant II ma nieznacznie wyższy wynik – 0,002 µPt). Wskazuje to na wyraźną przewagę II wariantu jako bardziej zrównoważonej opcji w analizowanym kontekście. W każdym z analizowanych wariantów uwzględniony jest inny czynnik chłodniczy w instalacji z pompą ciepła. W pierwszym wariancie jest wykorzystywany czynnik R134a. Jest to jeden z najczęściej wykorzystywanych czynników w tego typu instalacjach. W drugim wariancie wybrany został propan, ze względu na jego dobre właściwości termodynamiczne. Ponadto instalacje z powietrznymi pompami ciepła, gdzie wykorzystywany jest propan znacznie lepiej odnajdują się w polskich warunkach klimatycznych, gdzie największym wyzwaniem podczas dostarczania energii cieplnej do budynku są okresy przejściowe i duże wahania temperatur

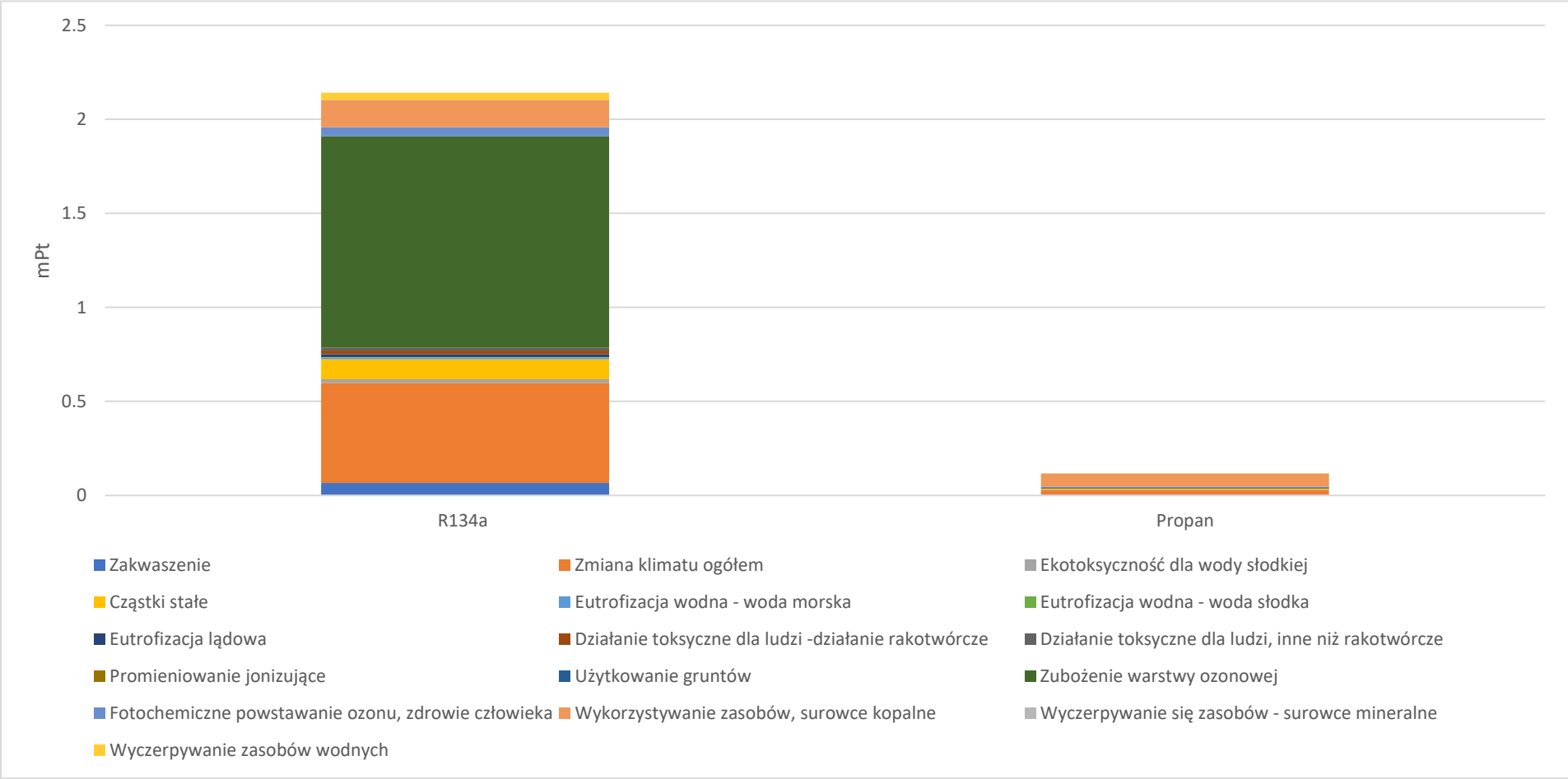
w ciągu dnia. Dodatkowo porównując ze sobą oba czynniki należy wziąć pod uwagę wskaźnik GWP, czyli potencjał tworzenia efektu cieplarnianego. Porównuje on ilość absorbowanego przez określoną masę gazu ciepła w stosunku do ilości ciepła zatrzymanego przez podobną masę dwutlenku węgla. Współczynnik ten obliczany jest w określonym przedziale czasowym, zwykle 100 lat (ale również 20 oraz 500 lat). GWP dla dwutlenku węgla wynosi 1. Zatem metan przy wartości GWP wynoszącej 30 (dla okresu 100 lat) jest gazem cieplarnianym 30 razy silniejszym niż dwutlenek węgla. Dla czynnika R134a wynosi on 1430, natomiast dla propanu zaledwie 3, co znacznie wpływa na wyniki analizy LCA. Tabela 44 przedstawia porównanie dwóch czynników w analizie LCA.

Tabela 44. Wyniki ważone analizy LCA dla czynnika chłodniczego R134a i propanu

Kategoria wpływu	Jednostka	R134a	Propan
Suma	mPt	2,14E+00	1,16E-01
Zakwaszenie	mPt	6,70E-02	3,79E-03
Zmiana klimatu	mPt	5,32E-01	2,62E-02
Ekotoksyczność dla wody słodkiej	mPt	1,95E-02	6,44E-04
Cząstki stale	mPt	1,05E-01	4,79E-03
Eutrofizacja wodna – woda morska	mPt	9,66E-03	1,07E-03
Eutrofizacja wodna – woda słodka	mPt	2,43E-03	2,47E-04
Eutrofizacja lądowa	mPt	1,47E-02	1,63E-03
Zdrowie ludzkie, czynniki rakotwórcze	mPt	2,04E-02	1,03E-04
Zdrowie ludzkie, czynniki nierakotwórcze	mPt	1,42E-02	6,32E-04
Promieniowanie jonizujące	mPt	2,34E-03	1,37E-04
Użytkowanie gruntów	mPt	4,16E-04	1,01E-04
Zubożenie warstwy ozonowej	mPt	1,12E+00	9,49E-05
Fotochemiczne powstawanie ozonu	mPt	4,67E-02	7,43E-03
Wyczerpywanie zasobów – surowce kopalne	mPt	1,45E-01	6,85E-02
Wyczerpywanie zasobów – surowce mineralne i metale	mPt	1,07E-03	3,28E-05
Wyczerpywanie zasobów – zasoby wodne	mPt	3,80E-02	3,54E-04

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro

Rysunek 48 pokazuje graficzne porównanie wyników dla czynnika R134a i propanu.



Rysunek 48. Porównanie wyników po etapie ważenia dla czynnika R134a i propan [mPt]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie programu SimaPro

Porównanie wpływu środowiskowego dwóch czynników roboczych stosowanych w pompach ciepła – R134a oraz propanu (R290) – wskazuje jednoznacznie na znaczną przewagę propanu pod względem niższego oddziaływania na środowisko. Całkowity wpływ R134a wynosi 2,14E+00 mPt, podczas gdy dla propanu jest to zaledwie 1,16E-01 mPt. Oznacza to, że wpływ czynnika R134a jest niemal 20-krotnie większy niż propanu.

Największe różnice obserwuje się w kategoriach:

- Zmiana klimatu: R134a – 5,32E-01 mPt, propan – 2,62E-02 mPt
- Zubożenie warstwy ozonowej: R134a – 1,12E+00 mPt, propan – 9,49E-5 mPt
- Wyczerpywanie zasobów kopalnych: R134a – 1,45E-01 mPt, propan – 6,85E-02 mPt
- Zakwaszenie: R134a – 6,70E-02 mPt, propan – 3,80E-03 mPt

R134a charakteryzuje się szczególnie wysokim wpływem w zakresie potencjału niszczenia warstwy ozonowej i efektu cieplarnianego, co czyni go znacznie mniej korzystnym środowiskowo wyborem. Propan jako naturalny czynnik chłodniczy, wykazuje bardzo niskie wartości we wszystkich analizowanych kategoriach wpływu, w tym minimalny wpływ na zmiany klimatu i zdrowie człowieka. Podsumowując, propan jest zdecydowanie bardziej ekologicznym rozwiązaniem niż R134a, a jego zastosowanie znacząco ogranicza negatywne oddziaływanie pomp ciepła na środowisko. Niemniej jednak szersze zastosowanie propanu w pompach ciepła jest ograniczane głównie ze względów bezpieczeństwa eksploatacji. Jest to substancja łatwopalna, zaklasyfikowana jako czynnik chłodniczy grupy A3, co oznacza wysoką łatwopalność przy niskiej toksyczności. Wymaga to spełnienia rygorystycznych norm technicznych i projektowych, takich jak odpowiednia wentylacja, ograniczenie ładunku czynnika, strefowanie przestrzeni montażowej oraz specjalne zabezpieczenia elektryczne. Warto jednak podkreślić, że wraz z postępem technologicznym i zaostrzeniem regulacji klimatycznych (np. unijnym rozporządzeniem F-gazowym), rośnie zainteresowanie czynnikami naturalnymi, a odpowiednie rozwiązania inżynieryjne pozwalają na bezpieczne i zgodne z normami stosowanie propanu w coraz większej liczbie instalacji.

5.9 Dyskusja wyników

Na podstawie przeprowadzonej analizy LCA dla dwóch wariantów systemu grzewczego można jednoznacznie stwierdzić, że wariant II, oparty na powietrznej pompie ciepła z czynnikiem chłodniczym propanem (R290), charakteryzuje się istotnie niższym całkowitym wpływem środowiskowym niż wariant I, w którym zastosowano gruntową pompę ciepła

zczynnikiem R134a. Łączne obciążenie środowiskowe dla wariantu I wynosi 7,54 µPt, natomiast dla wariantu II – 5,37 µPt, co oznacza różnicę na poziomie ponad 28% na korzyść drugiego rozwiązania.

Analizując szczegółowo rozkład wpływów w obu wariantach, można zauważyć, że głównymi kategoriami obciążenia środowiskowego są: wyczerpywanie surowców mineralnych i metali, zmiana klimatu oraz wpływ na zdrowie ludzkie i ekosystemy wodne. W obu przypadkach największe wartości odnotowano w kategorii wyczerpywania surowców mineralnych – 3,23 µPt w wariancie I oraz 2,21 µPt w wariancie II – co podkreśla znaczący wpływ technologii związanych z produkcją i użytkowaniem komponentów fotowoltaicznych i pomp ciepła.

W wariancie I najistotniejsze obciążenie środowiskowe generują kolektory PV/T i panele PV, a także gruntowa pompa ciepła i energia elektryczna potrzebna do jej pracy. Wariant II wykazuje bardziej korzystny profil – głównym źródłem wpływu są panele PV, lecz pozostałe komponenty, w tym powietrzna pompa ciepła i kolektory PV/T, generują zauważalnie niższe wartości, co skutkuje niższym całkowitym wpływem środowiskowym.

Etap ważenia i charakteryzowania w obu przypadkach wskazał jednoznacznie, że komponenty oparte na technologii fotowoltaicznej odpowiadają za znaczną część emisji w większości kategorii – szczególnie w zakresie zmiany klimatu, zakwaszenia, eutrofizacji oraz toksyczności. Wynika to z energochłonnych procesów produkcji modułów PV i zastosowania materiałów rzadkich takich jak ind, tellur, srebro czy gal, których wydobycie i przetwarzanie wiąże się z dużą ingerencją w środowisko, wysokim zużyciem wody i energii, a także emisją toksycznych związków. Ze względu na ograniczoną dostępność tych surowców oraz trudność ich recyklingu, ich użycie w technologii PV przyczynia się do wyczerpywania zasobów naturalnych.

Kluczowym elementem analizy jest również porównanie wpływu środowiskowego czynników roboczych zastosowanych w pompach ciepła. R134a, wykorzystany w wariancie I, wykazuje aż dwudziestokrotnie wyższy wpływ niż propan (R290) w wariancie II – szczególnie wyraźne różnice obserwuje się w kategoriach zmiany klimatu i niszczenia warstwy ozonowej. Potencjał propanu jako niskoemisyjnego, naturalnego czynnika chłodniczego znajduje więc silne uzasadnienie w wynikach oceny cyklu życia.

Podsumowując, wariant II systemu grzewczego okazuje się znacznie korzystniejszym rozwiązaniem z punktu widzenia środowiskowego. Jego niższe wartości we wszystkich analizowanych kategoriach wpływu, mniejsze zużycie zasobów i zastosowanie ekologicznego czynnika roboczego czynią go bardziej zrównoważoną alternatywą. Przeprowadzona analiza podkreśla konieczność nie tylko optymalizacji technologii wytwarzania energii, ale również wyboru odpowiednich materiałów i czynników eksploatacyjnych, które w sposób skumulowany wpływają na całościowy ślad środowiskowy systemu.

5.10 Ocena jakości danych

Ocena wiarygodności oceny oddziaływania na środowisko powinna obejmować ocenę stopnia, w jakim wybory metodologiczne, takie jak: określenie granic systemu, źródła danych, a także wybory dotyczące alokacji oraz modelowania mają wpływ na wyniki. Narzędzia, które zostały wykorzystane do oceny rzetelności modelu to:

- kontrola kompletności – ocena danych dotyczących profilu wykorzystania zasobów i wytwarzania emisji w celu zapewnienia, że model jest kompletny pod względem określonych celów, zakresu, granic systemowych i kryteriów jakości. Obejmuje to kompletność pod względem uwzględnionych procesów (tj. czy model uwzględnia wszystkie istotne procesy na każdym istotnym etapie łańcucha dostaw) oraz pod względem uwzględnionych danych wejściowych/wyjściowych (tj. czy model uwzględnia nakłady materiałów i energii oraz emisje związane z każdym procesem) na podstawie bilansu materiałowego.
- kontrole spójności – weryfikacja czy założenia, metody i kwestie związane z jakością danych zostały wykorzystane w sposób spójny w całym badaniu.

W kontekście gromadzenia danych i wymagań jakościowych istotne jest rozróżnienie na system pierwszoplanowy (ang. foreground system*)* oraz system w tle (ang. background system*). S*ystem pierwszoplanowy to fragment całego systemu, w zakresie którego występują procesy z „możliwym bezpośrednim dostępem do informacji" np. miejsc działalności producenta i innych procesów prowadzonych przez niego lub wykonawców [153]. W analizowanym przypadku system pierwszoplanowy stanowiła instalacja analizowana w wariancie I i wariancie II. Dla systemu pierwszoplanowego minimalny poziom jakości danych ustalono na poziomie ≤2. Oznacza to, że zgromadzone informacje muszą wykazywać się „bardzo dobrą" lub „dobrą" jakością. System w tle (ang. background system*)* stanowił cykl

życia (łańcuch dostaw) materiałów, energii i strumieni elementarnych wykorzystywanych w ramach procesów produkcyjnych i dla niego minimalny poziom to ≤3.

5.10.1 Kryteria oceny jakości danych

Ocenę jakości danych przeprowadzono w oparciu o następujące kryteria (
Tabela 45):

- reprezentatywność technologiczna,
- reprezentatywność geograficzna,
- reprezentatywność czasowa,
- kompletność,
- niepewność parametrów,
- odpowiedniość oraz spójność metodologiczna.

Tabela 45. Kryteria oceny jakości danych dla systemu pierwszoplanowego

Kryterium	Wskaźnik jakości	Poziom jakości	Opis
Reprezentatywność technologiczna	1	bardzo dobry	zbiór danych reprezentuje dokładnie tę technologię, która jest stosowana w ramach analizowanego podmiotu/przedsiębiorstwa
	2	dobry	zbiór danych reprezentuje technologię bardzo podobną do tej, która jest stosowana w ramach analizowanego podmiotu/przedsiębiorstwa
	3	zadowalający	zbiór danych reprezentuje uśrednioną technologię dla procesów podobnych do tych, które są stosowane w ramach analizowanego podmiotu/przedsiębiorstwa
	4	niski	istnieje kilka zasadniczych różnic pomiędzy technologią reprezentowaną przez zbiór danych,

Kryterium	Wskaźnik jakości	Poziom jakości	Opis
			a technologią stosowaną w ramach analizowanego podmiotu/przedsiębiorstwa
	5	bardzo niski	zbiór danych nie reprezentuje technologii stosowanej w ramach analizowanego podmiotu/przedsiębiorstwa
Reprezentatywność geograficzna	1	bardzo dobry	procesy uwzględnione w zbiorze danych są w pełni reprezentatywne dla obszaru geograficznego, na którym są realizowane
	2	dobry	procesy uwzględnione w zbiorze danych dobrze reprezentują obszar geograficzny, na którym są realizowane
	3	zadowalający	procesy uwzględnione w zbiorze danych zadowalająco reprezentują obszar geograficzny, na którym są realizowane
	4	niski	procesy uwzględnione w zbiorze danych są tylko częściowo reprezentatywne dla obszaru geograficznego, na którym są realizowane
	5	bardzo niski	procesy uwzględnione w zbiorze danych nie są reprezentatywne dla obszaru geograficznego, na którym są realizowane

Kryterium	Wskaźnik jakości	Poziom jakości	Opis
Reprezentatywność czasowa	1	bardzo dobry	odchylenie od wzorcowego wieku danych: ≤ 3 lat
	2	dobry	odchylenie od wzorcowego wieku danych: 3–5 lat
	3	zadowalający	odchylenie od wzorcowego wieku danych: 5–10 lat
	4	niski	odchylenie od wzorcowego wieku danych: 10–15 lat
	5	bardzo niski	odchylenie od wzorcowego wieku danych: ≥ 15 lat
Kompletność	1	bardzo dobry	≥ 90% pełnego bilansu dla procesów bezpośrednich
	2	dobry	80–90% pełnego bilansu dla procesów bezpośrednich
	3	zadowalający	70–80% pełnego bilansu dla procesów bezpośrednich
	4	niski	50–70% pełnego bilansu dla procesów bezpośrednich
	5	bardzo niski	≤ 50% pełnego bilansu dla procesów bezpośrednich
Niepewność parametrów	1	bardzo dobry	bardzo niska (≤ 10%)
	2	dobry	niska (10–20%)
	3	zadowalający	zadowalająca (20–30%)
	4	niski	wysoka (30–50%)
	5	bardzo niski	bardzo wysoka (>50%)
	1	bardzo dobry	pełna zgodność ze wszystkimi wymaganiami Norm ISO1404X

Kryterium	Wskaźnik jakości	Poziom jakości	Opis
Odpowiedniość oraz spójność metodologiczna	2	dobry	zastosowano atrybucyjne podejście do modelowania oraz spełniono wszystkie trzy wymagania dotyczące: rozwiązywania problemu wielofunkcyjności, modelowania końca życia (and. End of Life, EoL), definiowania granic systemu.
	3	zadowalający	zastosowano atrybucyjne podejście do modelowania oraz spełniono dwa z trzech wymagań dotyczących: rozwiązywania problemu wielofunkcyjności, modelowania końca życia (and. End of Life, EoL), definiowania granic systemu.
	4	niski	zastosowano atrybucyjne podejście do modelowania oraz spełniono jedno z trzech wymagań dotyczących: rozwiązywania problemu wielofunkcyjności, modelowania końca życia (and. End of Life, EoL), definiowania granic systemu.
	5	bardzo niski	zastosowano atrybucyjne podejście do modelowania, ale nie spełniono żadnego z wymagań dotyczących: rozwiązywania problemu wielofunkcyjności, modelowania końca życia (and. End of Life, EoL),

Kryterium	Wskaźnik jakości	Poziom jakości	Opis
			definiowania granic systemu.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie propozycji KE w dokumencie [153]

5.10.2 Ocena jakości danych dla systemu pierwszoplanowego i energii elektrycznej

Dla każdego z kryteriów przyjęto wskaźnik jakości w zakresie od 1 do 5, gdzie 1 reprezentuje dane bardzo dobrej jakości. Dla systemu pierwszoplanowego tj. produkcji koncentratu przeprowadzono ocenę jakości. Wyniki przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 46).

Tabela 46. Ocena jakości danych dla systemu pierwszoplanowego

Kryterium	Wskaźnik jakości	Poziom jakości	Średnia	Opis
Praca instalacji (wariant I i II)	Reprezentatywność technologiczna	1	1,5	zbiór danych reprezentuje dokładnie tę technologię, która jest stosowana w ramach procesu
	Reprezentatywność geograficzna	2		procesy uwzględnione w zbiorze danych są w pełni reprezentatywne dla obszaru geograficznego, na którym realizowane są analizowane procesy
	Reprezentatywność czasowa	1		odchylenie od wzorcowego wieku danych: ≤ 3 lat
	Kompletność	1		≥ 90% pełnego bilansu dla procesów bezpośrednich
	Niepewność parametrów	2		niska niepewność (10–20%)

Kryterium	Wskaźnik jakości	Poziom jakości	Średnia	Opis
	Odpowiedniość oraz spójność metodologiczna	2		zastosowano atrybucyjne podejście do modelowania oraz spełniono wymagania dotyczące: ▪ modelowania końca życia (and. End of Life, EoL), ▪ definiowania granic systemu

Z danych zawartych w powyższej tabeli wynika, iż jakość zebranych danych jest zadowalająca i spełnia przyjęte założenia minimalnej wymaganej jakości danych (≤2). Następnie dokonano oceny jakości danych dla procesu produkcji energii elektrycznej. Tabela 47 przedstawia wyniki wskaźników dla każdego z 6 kryteriów.

Tabela 47. Ocena jakości danych dla energii elektrycznej

Kryterium	**Wskaźnik jakości**	**Poziom jakości**	**Średnia**	**Opis**
Proces produkcji energii elektrycznej	Reprezentatywność technologiczna	2	1,8	zbiór danych reprezentuje technologię bardzo podobną do tej, która jest stosowana w ramach analizowanej instalacji
	Reprezentatywność geograficzna	2		procesy uwzględnione w zbiorze danych są w pełni reprezentatywne dla obszaru geograficznego, na

				którym realizowane są analizowane procesy
	Reprezentatywność czasowa	1		odchylenie od wzorcowego wieku danych: ≤ 3 lat
	Kompletność	2		70–80% pełnego bilansu dla procesów bezpośrednich
	Niepewność parametrów	2		niska niepewność (10–20%)
	Odpowiedniość oraz spójność metodologiczna	2		zastosowano atrybucyjne podejście do modelowania oraz spełniono wymagania dotyczące: modelowania końca życia (and. End of Life, EoL), definiowania granic systemu

W związku z tym, jakość zebranych danych wykorzystanych do modelowania produkcji elektrycznej jest zadowalająca i spełnia przyjęte założenia minimalnej wymaganej jakości danych (≤3).

6 Analiza ekonomiczna

Kolejnym etapem pracy było wykonanie analizy ekonomicznej obu wariantów. W kontekście zrównoważonego rozwoju technicznego i energetycznego, ocena projektowanych rozwiązań powinna uwzględniać nie tylko aspekty środowiskowe, ale również ekonomiczne [157]. Sama efektywność energetyczna czy redukcja emisji nie gwarantują realnej wykonalności inwestycji, jeśli towarzyszą im nieakceptowalne koszty wdrożenia, eksploatacji lub brak opłacalności w perspektywie długoterminowej [158].

Analiza ekonomiczna pozwala na uzupełnienie całościowej oceny systemu – umożliwia identyfikację kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych, oszacowanie oszczędności w porównaniu do rozwiązań konwencjonalnych, a także ocenę opłacalności wdrożenia (np. poprzez wyliczenie okresu zwrotu, ROI) [159]. Z punktu widzenia inwestora lub decydenta, kryteria ekonomiczne są często kluczowe dla podjęcia decyzji o realizacji danej technologii, nawet jeśli charakteryzuje się ona korzystnymi parametrami środowiskowymi.

Uwzględnienie analizy kosztów wpisuje się również w holistyczne podejście do oceny technologii energetycznych, zgodnie z nurtem wielokryterialnym (ang. Multi-Criteria Decision Analysis, MCDA) [160], który postuluje analizowanie systemów z uwzględnieniem zarówno aspektów środowiskowych, technicznych, jak i ekonomicznych.

Aby przeprowadzić analizę ekonomiczną instalacji, należało uwzględnić kilka kluczowych czynników, takich jak:

1. Koszty inwestycyjne (zakup i montaż pompy ciepła, modernizacja instalacji)
2. Koszty eksploatacyjne (zużycie energii, konserwacja, serwis)
3. Oszczędności w porównaniu do alternatywnych źródeł ogrzewania (gaz, węgiel, olej, pellet)
4. Dostępne dotacje i ulgi podatkowe
5. Okres zwrotu z inwestycji (ROI)
6. Prognozy wzrostu cen energii

6.1 Analiza ekonomiczna I wariantu

Analiza I wariantu obejmowała:

- gruntową pompę ciepła o mocy 95 kW (czynnik roboczy: R134a),
- 8 kolektorów słonecznych,
- 24 panele PV/T (12 paneli połączonych szeregowo),
- 68 paneli PV,
- 15 odwiertów (każdy o długości 100 m),
- zbiornik buforowy centralnego ogrzewania,
- zbiornik ciepłej wody użytkowej,
- podziemny zasobnik ciepła (o pojemności 50 m^3).

W pierwszym kroku na podstawie szacunkowych danych rynkowych zebrane zostały wszystkie koszty inwestycyjne. Tabela 48 przedstawia zestawienie kosztów inwestycyjnych dla I wariantu.

Tabela 48. Koszty inwestycyjne (zakup i montaż)

Element	**Ilość**	**Koszt**
Gruntowa pompa ciepła 95 kW (R134a)	1 szt.	180 000 zł
Odwierty geotermalne (100 m)	15 szt.	375 000 zł
Kolektory słoneczne	8 szt.	48 000 zł
Panele PV/T (fotowoltaiczno-termiczne)	24 szt.	156 000 zł
Panele fotowoltaiczne (klasyczne PV)	68 szt.	136 000 zł
Falowniki i osprzęt elektryczny	-	80 000 zł
Zbiornik buforowy CO (2 000 l)	1 szt.	25 000 zł
Zbiornik ciepłej wody użytkowej (1 000 l)	1 szt.	12 500 zł
Podziemny zasobnik ciepła (50 m^3)	1 szt.	65 000 zł
Instalacja i montaż	-	150 000 zł
Modernizacja instalacji wewnętrznej	-	80 000 zł
RAZEM	-	1 307 500 zł

Kolejnym etapem było uwzględnienie w analizie kosztów eksploatacyjnych w skali roku. Zużycie energii przez pompę ciepła wyliczone było na podstawie poniższych założeń [159]:

- Średni współczynnik COP wynosi 4,2 (z uwagi na podziemny zasobnik ciepła, który stabilizuje temperaturę dolnego źródła)
- Zapotrzebowanie budynku na ciepło w ciągu roku to 109,8 MWh/rok
- Zużycie energii elektrycznej przez pompę wyliczone zgodnie z wzorem (47)

$$E_{el} = \frac{Q_H}{COP} \tag{47}$$

gdzie:

E_{el} – zużycie energii elektrycznej przez pompę ciepła [kWh],

Q_H – zapotrzebowanie budynku na ciepło [kWh],

COP – współczynnik efektywności pompy ciepła [-].

Otrzymany wynik to 26 140 kWh/rok. Kolejnym etapem było wyliczenie rocznych kosztów energii dla pompy z uwzględnieniem średniego kosztu energii elektrycznej – 1,23 zł/kWh [161] na podstawie wzoru (48).

$$C_{rok} = E_{el}p \tag{48}$$

gdzie:

C_{rok} – roczny koszt energii dla pompy ciepła [zł],

E_{el} – zużycie energii elektrycznej przez pompę ciepła [kWh],

p – cena energii elektrycznej [zł/kWh].

Koszt zużycia energii wyniósł 32 152,2 zł/rok

Oszczędności osiągnięte dzięki wykorzystaniu PV i PV/T zostały wyliczone w następujący sposób:

- Produkcja energii PV + PV/T: 39.27 MWh/rok = 39 270 kWh/rok
- Autokonsumpcja stanowiąca ~42% produkcji energii PV + PV/T = 16 493,4 kWh/rok
- Oszczędność na rachunkach za prąd po uwzględnieniu ceny energii [161] = 20 286,88 zł/rok
- Koszt netto za energię dla pompy to różnica kosztów zużycia energii przez pompę i oszczędność na rachunkach za prąd co daje 11 865,32 zł/rok.

Konserwacja i serwis obejmowała następujące koszty:

- Przeglądy pompy ciepła: 3 000–5 000 zł/rok
- Czyszczenie kolektorów i PV: 2 000 zł/rok

- Serwis zbiorników i osprzętu: 3 000 zł/rok
- Razem koszty eksploatacyjne: ~10 000 zł/rok

Analiza objęła również wielkość oszczędności względem innych źródeł ogrzewania. Tabela 49 przedstawia zestawienie tradycyjnych źródeł ogrzewania i rocznej oszczędności względem analizowanego wariantu.

Kolumna przedstawiająca wyniki dla rocznego kosztu ogrzewania była przedstawiona według wzoru (49), natomiast kolumna z wynikami rocznej oszczędności wyliczona była według wzoru (50) i (51).

$$C_{ogrz} = Q_H k_j \tag{49}$$

$$S_{rok} = C_{ogrz} - C_{PC} \tag{50}$$

$$C_{PC} = C_{el} + C_{eks} \tag{51}$$

gdzie:

C_{ogrz} – roczny koszt ogrzewania budynku [zł],

Q_H – roczne zapotrzebowanie budynku na ciepło [kWh],

k_j – jednostkowy koszt energii cieplnej (np. gazu, pelletu) [zł/kWh],

S_{rok} – roczna oszczędność dzięki zastosowaniu pompy ciepła [zł],

C_{ogrz} – roczny koszt ogrzewania [zł],

C_{PC} – koszty pompy ciepła [zł],

C_{el} – koszt energii dla pompy [zł],

C_{eks} – koszty eksploatacyjne [zł].

Tabela 49. Analiza oszczędności względem innych źródeł ogrzewania

Źródło ogrzewania	**Koszt jednostkowy**	**Roczny koszt ogrzewania**	**Roczna oszczędność**
Gaz ziemny [162]	0,35 zł/kWh	38 430 zł	16 564,68 zł
Olej opałowy [163]	0,50 zł/kWh	54 900 zł	33 034,68 zł
Węgiel kamienny [164]	0,30 zł/kWh	32 940 zł	11 074,68 zł
Pellet [165]	0,45 zł/kWh	49 410 zł	27 544,68 zł

Analizując obecny wariant i możliwe dotacje i ulgi podatkowe można wymienić następujące programy wsparcia:

- Program "Czyste Powietrze" [166] – dotacja do 50% kosztów kwalifikowanych (maksymalnie 135 000 zł)
- Ulga termomodernizacyjna [167] – odliczenie do 53 000 zł
- Programy regionalne UE [168] – potencjalne wsparcie do 200 000 zł

Kolejnym etapem było wyliczenie okresu zwrotu inwestycji ROI [158]. Okres zwrotu inwestycji został wyliczony na podstawie wzoru (52), (53)

$$ROI = \frac{C_{inv}}{S_{rok,avg}} \tag{52}$$

$$S_{rok,avg} = C_{ogrz,avg} - C_{PC} \tag{53}$$

gdzie:

ROI – okres zwrotu inwestycji [lata],

C_{inv} – koszt inwestycji [zł],

$S_{rok,avg}$ – roczna oszczędność względem średniego kosztu ogrzewania alternatywnego [zł/rok],

$C_{ogrz,avg}$ – średni roczny koszt ogrzewania budynku przy użyciu źródeł alternatywnych [zł],

$C_{PC} = C_{el} + C_{eks}$ – roczne koszty pompy ciepła [zł].

Scenariusz 1: Pełna inwestycja (bez dotacji)

- Koszt inwestycji: 1 307 500 zł
- Roczna oszczędność: 22 054,68 zł
- ROI: 59 lat

Scenariusz 2: Z dotacjami i ulgami

- Zakładane dotacje: 180 000 zł
- Koszt inwestycji po dotacjach: 1 127 500 zł
- ROI: 51 lat

Wykonując tego typu analizę ekonomiczną należy również wziąć pod uwagę prognozy wzrostu cen energii [169] [170]:

- Energia elektryczna: wzrost +5–7% rocznie
- Gaz: wzrost +8–10% rocznie

- Olej opałowy: +10–12% rocznie
- Pellet, węgiel: +6–8% rocznie

Gruntowa pompa ciepła gwarantuje niższe koszty eksploatacji w perspektywie wieloletniej. Zapewnia stabilność energetyczną przez podziemny zasobnik ciepła i wysoką autokonsumpcję energii PV, co zmniejsza zależność od dostawców energii. Dodatkowo takie rozwiązanie zapewnia odporność na wahania cen. System jest bardziej odporny na wzrosty cen energii elektrycznej i paliw kopalnych. Wadą tego systemu jest na pewno wysoki koszt inwestycji, który wymaga długiego czasu zwrotu, ale dostępne dotacje znacząco go skracają. Redukcja emisji CO_2 wspiera cele zrównoważonego rozwoju i może przynieść dodatkowe korzyści w postaci certyfikatów środowiskowych. Inwestycja jest opłacalna w długim okresie eksploatacji, szczególnie w warunkach rosnących cen energii i dostępnych dofinansowań.

6.2 Analiza ekonomiczna II wariantu

Analiza II wariantu obejmowała:

- powietrzną pompę ciepła o mocy 95 kW (czynnik roboczy: propan),
- kolektorów słonecznych,
- 24 panele PV/T (12 paneli połączonych szeregowo),
- 68 paneli fotowoltaicznych (PV),
- zbiornik buforowy centralnego ogrzewania,
- zbiornik ciepłej wody użytkowej.

Pierwszym etapem było zebranie wszystkich kosztów inwestycyjnych na podstawie szacunkowych danych rynkowych. Tabela 50 przedstawia zestawienie kosztów inwestycyjnych dla II wariantu.

Tabela 50. Koszty inwestycyjne (zakup i montaż)

Element	Ilość	Koszt
Powietrzna pompa ciepła (95 kW)	1 szt.	142 000 zł
Kolektory słoneczne	8 szt.	48 000 zł
Panele PV/T (fotowoltaiczno-termiczne)	24 szt.	156 000 zł
Panele fotowoltaiczne (klasyczne PV)	68 szt.	136 000 zł
Falowniki i osprzęt elektryczny	-	80 000 zł
Zbiornik buforowy CO (2000 l)	1 szt.	25 000 zł

Zbiornik CWU (1 000 l)	1	12 500 zł
Instalacja i montaż	-	80 000 zł
Łączny koszt inwestycji	-	679 500 zł

Kolejnym etapem to uwzględnienie w analizie kosztów eksploatacyjnych w skali roku. Zużycie energii przez pompę ciepła [171]:

- Średni współczynnik COP wynosi 4,00
- Zapotrzebowanie budynku na ciepło w ciągu roku to 109,8 MWh/rok
- Zużycie energii elektrycznej przez pompę wyliczone zgodnie z wzorem (47) i wyniosło 27 450 kWh/rok

Kolejnym etapem było wyliczenie rocznych kosztów energii dla pompy z uwzględnieniem średniej ceny energii elektrycznej – 1,23 zł/kWh [161] na podstawie wzoru (48).
Koszt zużycia energii wyniósł 33 763,5 zł/rok.
Uwzględniając oszczędności dzięki wykorzystaniu paneli PV i PV/T obliczono:

- Produkcja energii PV + PV/T: 37,44 MWh/rok = 37 440 kWh/rok
- Autokonsumpcja stanowiąca ~42% produkcji energii PV + PV/T = 15 724,8 kWh/rok
- Oszczędność na rachunkach za prąd po uwzględnieniu ceny energii [161] = 19 341,5 zł/rok
- Koszt netto za energię dla pompy to różnica kosztów zużycia energii przez pompę i oszczędność na rachunkach za prąd co daje 14 422,0 zł/rok

Koszty konserwacji i serwisu uwzględniały:

- Przeglądy pompy ciepła: 3 000–5 000 zł/rok
- Czyszczenie kolektorów i PV: 2 000 zł/rok
- Serwis zbiorników i osprzętu: 3 000 zł/rok
- Razem koszty eksploatacyjne: ~10 000 zł/rok

Analiza objęła również wielkość oszczędności względem innych źródeł ogrzewania. Tabela 51 przedstawia zestawienie tradycyjnych źródeł ogrzewania i rocznej oszczędności względem analizowanego wariantu [157]. Kolumna przedstawiająca wyniki dla rocznego kosztu ogrzewania była przedstawiona według wzoru (49), natomiast kolumna z wynikami rocznej oszczędności wyliczona była według wzoru (50) i (51).

Tabela 51. Analiza oszczędności względem innych źródeł ogrzewania

Źródło ogrzewania	**Koszt jednostkowy**	**Roczny koszt ogrzewania**	**Roczna oszczędność**

Gaz ziemny [162]	0,35 zł/kWh	38 430 zł	14 008 zł
Olej opałowy [163]	0,50 zł/kWh	54 900 zł	30 478 zł
Węgiel [164]	0,30 zł/kWh	32 940 zł	8 518 zł
Pellet [165]	0,45 zł/kWh	49 410 zł	24 988 zł

Średnia roczna oszczędność względem źródeł alternatywnych wyniosła 19 498 zł/rok. Kolejnym krokiem była analiza dostępnych dotacji i ulg podatkowych dla instalacji z powietrzną pompą ciepła. Wśród programów krajowych i unijnych można wyróżnić:

- Program „Czyste Powietrze" [166] – dofinansowanie do 50% kosztów kwalifikowanych, maksymalnie 135 000 zł.
- Ulga termomodernizacyjna [167] – odliczenie do 53 000 zł od podstawy opodatkowania.
- Programy regionalne UE [168] – dofinansowania od 30% do 60% wartości inwestycji w zależności od regionu.
- Programy NFOŚiGW [172] – wsparcie w formie preferencyjnych pożyczek.

W następnym etapie wyliczony został okres zwrotu z inwestycji (ROI) w podziale na dwa scenariusze [158] zgodnie z wzorem (52), (53).

Scenariusz 1: Pełna inwestycja (bez dotacji)

- Koszt inwestycji: 679 500 zł
- Roczna oszczędność (vs. średni koszt tradycyjnego ogrzewania): 19 498 zł (średnia z gazu, oleju, pelletu i węgla)
- ROI: 34,9 lat

Scenariusz 2: Z dotacjami i ulgami

- Zakładane dotacje: 135 000 zł (program „Czyste Powietrze" + ulga termomodernizacyjna
- Koszt inwestycji po dotacjach: 544 500 zł
- Roczna oszczędność (vs. średni koszt tradycyjnego ogrzewania): 19 498 zł
- ROI: 27,9 lat

Biorąc pod uwagę prognozy wzrostu cen energii stwierdzono, jak ulegnie zmianie ROI [170].

- Elektryczność**:** wzrost o ~5–7% rocznie
- Gaz ziemny**:** wzrost o ~8–10% rocznie
- Węgiel, pellet: wzrost o 6–8% rocznie
- Olej opałowy: wzrost o 10–12% rocznie

Wpływ na ROI:

- Wzrost cen paliw kopalnych (gaz, olej) znacząco skróci ROI – dla oleju opałowego okres zwrotu może spaść do 13 lat (bez dotacji) i 10 lat (z dotacjami) w perspektywie 5 lat.
- Wzrost cen energii elektrycznej może nieznacznie wydłużyć ROI, jednak przy wysokiej autokonsumpcji wpływ ten będzie ograniczony.

Ostatnim etapem było zestawienie obu analizowanych wariantów. Tabela 52 przedstawia zestawienie kosztów inwestycyjnych dla obu wariantów.

Tabela 52. Koszty inwestycyjne dla wariantu I i wariantu II

Element	**Wariant I (pompa gruntowa)**	**Wariant II (pompa powietrzna)**
Pompa ciepła	180 000 zł	142 000 zł
Odwierty geotermalne	375 000 zł	-
Kolektory słoneczne (8 szt.)	48 000 zł	48 000 zł
Panele PV/T (24 szt.)	156 000 zł	156 000 zł
Panele PV (68 szt.)	136 000 zł	136 000 zł
Falowniki i osprzęt	80 000 zł	80 000 zł
Zbiornik buforowy CO	25 000 zł	25 000 zł
Zbiornik CWU	12 500 zł	12 500 zł
Podziemny zasobnik ciepła	65 000 zł	-
Instalacja i montaż	150 000 zł	80 000 zł
Modernizacja instalacji wewnętrznej	80 000 zł	-
Razem	**1 307 500 zł**	**679 500 zł**

Koszty eksploatacyjne (roczne) zostały zestawione w poniższej tabeli (

Tabela 53).

Tabela 53. Koszty eksploatacyjne dla wariantu I i wariantu II

Parametr	Wariant I (gruntowa)	Wariant II (powietrzna)
Zużycie energii elektrycznej	26 140 kWh	27 450 kWh
Koszt energii elektrycznej	1,23 zł/kWh	1,23 zł/kWh
Roczny koszt energii dla pompy	32 152,2 zł	33 763,5 zł
Autokonsumpcja PV/PV/T	42% (16 493,4 kWh)	42% (15 724,8 kWh)
Oszczędności z PV/PV/T	20 286,88 zł	19 341,5 zł
Koszt netto energii	11 865,32 zł	14 422 zł
Koszty serwisu i konserwacji	10 000 zł	10 000 zł
Razem	**21 865,32 zł**	**24 422,00 zł**

Analiza ROI przedstawiona jest w poniższej tabeli (Tabela 54).

Tabela 54. Analiza ROI dla wariantu I i wariantu II

Scenariusz 1: Pełna inwestycja (bez dotacji)			
Wariant	**Koszt inwestycji**	**Roczna oszczędność**	**ROI (lata)**
Gruntowa pompa ciepła	1 307 500 zł	22 054,68 zł	59 lat
Powietrzna pompa ciepła	679 500 zł	19 498,00 zł	34,9 lat
Scenariusz 2: Z dotacjami i ulgami			
Gruntowa pompa ciepła	1 127 500 zł	22 054,68 zł	51 lat
Powietrzna pompa ciepła	544 500 zł	19 498,00 zł	27,9 lat

6.3 Wnioski

W przypadku kosztów inwestycyjnych wariant II (powietrzna pompa ciepła) jest tańszy o ponad 600 000 zł. Dzięki temu jest to rozwiązanie bardziej dostępne, szczególnie w scenariuszu z uwzględnieniem dotacji i ulg podatkowych, które dodatkowo skracają okres zwrotu.

Koszty eksploatacyjne są niższe w wariancie I (gruntowa pompa ciepła), co wynika m.in. z wyższej autokonsumpcji energii PV/PV-T oraz stabilniejszych warunków pracy instalacji. W długiej perspektywie pozwala to na ograniczenie wpływu rosnących cen energii elektrycznej, co przekłada się na większą przewidywalność kosztów rocznych.

Okres zwrotu inwestycji (ROI) w przypadku wariantu II zapewnia około dwukrotnie szybszy zwrot nakładów, co czyni go atrakcyjniejszym ekonomicznie w krótkim i średnim horyzoncie czasowym. Należy jednak podkreślić, że inwestycja w wariant I może okazać się bardziej korzystna w perspektywie wieloletniej, zwłaszcza przy dalszym wzroście cen paliw kopalnych i zwiększaniu presji regulacyjnej związanej z emisjami CO_2.

Oszczędności roczne są zbliżone w obu wariantach, przy czym wariant I daje nieco wyższe wartości. Różnica nie jest duża, ale w perspektywie kilkudziesięciu lat eksploatacji może stanowić znaczącą wartość skumulowaną.

Stabilność energetyczna jest korzystniejsza dla wariantu I, który dzięki podziemnemu zasobnikowi ciepła zapewnia większą odporność na wahania temperatur zewnętrznych oraz zmiany cen energii. Wariant II, mimo niższego kosztu inwestycji i szybszego ROI, jest bardziej wrażliwy na wzrost cen energii elektrycznej, choć ten efekt jest częściowo ograniczany przez instalację PV i PV/T.

7 Analiza wielokryterialna MCDA (Multi-Criteria Decision Analysis)

W celu kompleksowego porównania i przedstawienie wniosków końcowych analizowanych wariantów instalacji, zastosowano metodę wielokryterialnej analizy decyzyjnej (MCDA – Multi-Criteria Decision Analysis) [173] [174]. Podejście to umożliwia uwzględnienie wielu, często sprzecznych ze sobą kryteriów, takich jak efektywność energetyczna, wpływ środowiskowy oraz opłacalność ekonomiczna [175].

Celem analizy było wyłonienie lepszego wariantu (wariant I czy wariant II) na podstawie trzech grup kryteriów:

- analizy energetycznej (COP [-]),
- analizy środowiskowej (wyniki ważone LCA [µPt])
- analizy ekonomicznej (koszty inwestycyjne i eksploatacyjne [zł].

Analiza obejmowała następujące etapy obliczeń [176]:

1) Zdefiniowanie kryteriów i ich wartości
2) Normalizacja danych
3) Przypisanie wag

7.1 Zdefiniowanie kryteriów i ich wartości

Dla każdego wariantu przypisane zostały konkretne wartości wejściowe [173]. Tabela 55 zestawia te wartości dla każdego wariantu z wyszczególnieniem kryteriów i ich typów wybranych w analizie.

Tabela 55. Zestawienie danych wejściowych

Kryterium	Wariant I	Wariant II	Jednostka	Typ kryterium
Analiza energetyczna (COP)	4,2	4,0	-	Maksymalizujące
Analiza środowiskowa	7,54	5,37	µPt	Minimalizujące
Analiza ekonomiczna (całkowite obciążenie finansowe)	1 329 365,32	703 922,00	zł	Minimalizujące

7.2 Normalizacja danych

Aby porównać różne jednostki otrzymane w kolejnych etapach pracy, przekształcono dane do skali 0–1[160]. Dla kryteriów maksymalizujących (im więcej, tym lepiej) wykorzystano wzór (1). Mowa tutaj o normalizacji wartości COP (wyliczonej w analizie energetycznej). Dla wariantu I średnie COP wynosiło 4,2, dla wariantu II 4,0.

Dostosowując to do wzoru (1), przy wykorzystaniu danych x_{max} i x_{min} otrzymujemy następujące wyniki:

$$x_{max} = 4{,}2\ [-]$$

$$x_{min} = 4{,}0\ [-]$$

Wariant I: 1,0
Wariant II: 0,0

Dla kryteriów minimalizujących wykorzystano wzór (2), a wyniki dla analizy środowiskowej przedstawiają się następująco:

$$x_{max} = 7{,}54\ [\mu Pt]$$

$$x_{min} = 5{,}37\ [\mu Pt]$$

Wariant I: 0,0
Wariant II: 1,0

Wyniki dla analizy ekonomicznej przedstawiają się następująco:

$$x_{max} = 1\ 329\ 365{,}32\ [zł]$$

$$x_{min} = 703\ 922{,}00\ [zł]$$

Wariant I: 0,0
Wariant II: 1,0

7.3 Przypisanie wag

Wagi zostały ustalone zgodnie z określonymi celami badania. Dobór wag zależy od celu analizy – tego co chce się pokazać jako najważniejsze (np. niska emisja, niskie koszty, niezależność energetyczna). W celu przeprowadzenia analizy przyjęto dziesięć różnych scenariuszy wag, aby w sposób bardziej kompleksowy uchwycić możliwe priorytety decyzyjne. Scenariusze te obejmowały zarówno przypadki równomiernego rozłożenia wag między

wszystkie kryteria, jak i warianty z wyraźną dominacją jednego z aspektów (energetycznego, środowiskowego lub ekonomicznego). Uwzględniono także sytuacje pośrednie, w których kryterium energetyczne miało znaczną, ale nie absolutnie dominującą wagę, a pozostałe aspekty były traktowane równorzędnie bądź z lekką przewagą jednego z nich. Tabela 56 przedstawia wagi przypisane poszczególnym kryteriom analizy.

Tabela 56. Wagi przypisane poszczególnym kryteriom w analizowanych scenariuszach

Scenariusz	**Kryterium energetyczne**	**Kryterium środowiskowe**	**Kryterium ekonomiczne**
1	0,3	0,3	0,4
2	0,3	0,4	0,3
3	0,4	0,3	0,3
4	0,4	0,2	0,4
5	0,5	0,3	0,2
6	0,5	0,2	0,3
7	0,6	0,2	0,2
8	0,6	0,1	0,3
9	0,7	0,2	0,1
10	0,7	0,1	0,2

Po ustaleniu wag poszczególnych kryteriów przemnożono je przez znormalizowane wartości i zsumowano zgodnie z wzorem (3). Działanie to wykonano osobno dla wariantu I i wariantu II w rozbiciu na wszystkie scenariusze. Poniższa tabela (Tabela 57) przedstawia zbiorcze zestawienie wszystkich scenariuszy analizy MCDA.

Tabela 57. Wyniki analizy MCDA

Scenariusz	Wagi (En/Śr/Ek)	Wariant I	Wariant II	Preferowany wariant
1	0,3/0,3/0,4	0,3	0,7	Wariant II
2	0,3/0,4/0,3	0,3	0,7	Wariant II
3	0,4/0,3/0,3	0,4	0,6	Wariant II
4	0,4/0,2/0,4	0,4	0,6	Wariant II
5	0,5/0,3/0,2	0,5	0,5	Wariant I/II
6	0,5/0,2/0,3	0,5	0,5	Wariant I/II

7	0,6/0,2/0,2	0,6	0,4	Wariant I
8	0,6/0,1/0,3	0,6	0,4	Wariant I
9	0,7/0,2/0,1	0,7	0,3	Wariant I
10	0,7/0,1/0,2	0,7	0,3	Wariant I

7.4 Wnioski

Przeprowadzona analiza wielokryterialna MCDA wykazała, że wybór optymalnego wariantu instalacji jest silnie uzależniony od przyjętego układu wag kryteriów.

- Scenariusze 1–4 (energia < 0,5) – we wszystkich przypadkach przewagę uzyskał Wariant II, którego niższe koszty inwestycyjne i eksploatacyjne oraz korzystniejsza ocena środowiskowa rekompensują nieco niższą efektywność energetyczną w porównaniu z Wariantem I. W rezultacie uzyskiwał on wartości końcowe w przedziale 0,6–0,7, podczas gdy Wariant I osiągał 0,3–0,4.
- Scenariusze 5–6 (energia = 0,5) – oba warianty uzyskały identyczne wartości punktowe (0,5:0,5). Oznacza to równoważność rozwiązań w sytuacji, gdy efektywność energetyczna stanowi połowę udziału w ocenie, a pozostałe kryteria są mniej istotne. W takich przypadkach nawet niewielka zmiana wag może przesądzić o wyborze wariantu.
- Scenariusze 7–10 (energia > 0,5) – przy dominującej wadze kryterium energetycznego lepsze rezultaty uzyskał Wariant I, którego wyższy współczynnik COP przełożył się na wynik końcowy w granicach 0,6–0,7 (przy 0,2–0,4 dla Wariantu II). Wariant ten należy uznać za korzystniejszy w sytuacjach, gdy priorytetem jest maksymalizacja efektywności energetycznej.

Podsumowując, Wariant II jest preferowany w większości analizowanych scenariuszy, zwłaszcza tam, gdzie większe znaczenie przypisano kryteriom środowiskowym i ekonomicznym. Wariant I staje się korzystniejszy jedynie w sytuacjach, gdy kryterium energetyczne otrzymuje dominującą wagę przekraczającą 0,5. W przypadku równowagi między kryteriami oba rozwiązania można uznać za równoważne.

8 Podsumowanie

W pracy przedstawiono wyniki badań dwóch wariantów instalacji z pompami ciepła. Miało to na celu porównanie ze sobą dwóch możliwości wyboru instalacji i ocenieniu, która z nich posiada lepsze wyniki biorąc pod uwagę różne obszary takie jak:

- analiza energetyczna,
- analiza środowiskowa,
- analiza ekonomiczna,
- analiza wielokryterialna.

Każdy z etapów analizy skupiał się na wykonaniu badań dla dwóch wariantów – wariant I i wariant II (poza analizą energetyczną, gdzie wariant I był wykonany w ramach projektu RESHeat). W skład wariantu I wchodziły:

- gruntowa pompa ciepła,
- panele PV/T,
- panele PV,
- podziemne magazyny ciepła,
- odwierty,

Natomiast w przypadku wariantu II wymienić można:

- powietrzną pompę ciepłą z czynnikiem roboczym na propan,
- panele PV/T,
- kolektory słoneczne,
- panele PV.

Każdy z tych wariantów wyróżniają zarówno mocne jak i słabe strony. W przypadku gruntowej pompy ciepła mamy do czynienia z większymi wydajnościami pracy w ciągu całego roku, magazyny ciepła pozwalają na kumulację nadwyżek wyprodukowanej energii i wsparcie pracy instalacji szczególnie w okresach zimowych. Jednocześnie biorąc pod uwagę aspekty środowiskowe, całość analizowanych tu komponentów jest mocno obciążająca dla środowiska. Mowa tu chociażby o standardowo wybieranym czynniku roboczym w pompie ciepłą – R134a. II wariant posiada w składzie powietrzną pompę ciepła z czynnikiem roboczym na propan. Wybrane tu zostało takie rozwiązanie ze względu na bardzo dobrą wydajność powietrznych pomp z propanem, szczególnie w warunkach polskich. Niemniej jednak należało sprawdzić czy powietrzna pompa ciepła zapewni odpowiedni poziom komfortu cieplnego. Jednocześnie istotne było zweryfikowanie czy w kontekście środowiskowym będzie to lepsze rozwiązanie

niż wariant I. Dotyczyło to również analizy ekonomicznej i porównania ze sobą kosztów inwestycyjnych oraz eksploatacyjnych tych instalacji.

Pierwszym etapem było wykonanie analizy energetycznej i porównania ze sobą dwóch wariantów. Analiza wariantu I wykonana była w ramach projektu RESHeat. Analiza II wariantu wykonana była w programie Ebsilon Professional. Zostały w nim przyjęte najważniejsze założenia konieczne do wykonania dalszej analizy. Zapotrzebowanie na ciepło jak również zapotrzebowanie na CWU i CO zostały przyjęte tak samo jak dla wariantu analizowanego w projekcie RESHeat. Dane meteorologiczne oraz aktynometryczne zostały przyjęte na podstawie typowych lat meteorologicznych ze stacji Kraków Balice na podstawie oficjalnych danych Ministerstwa Inwestycji i Rozwoju. Przy modelowaniu paneli PV uwzględniono również model paneli PV/T odpowiedzialnych za produkcję energii elektrycznej. Przy modelowaniu kolektorów słonecznych zamodelowano również panele PV/T w kontekście produkcji energii cieplnej. Do modelu instalacji wybrana była powietrzna pompa ciepła, gdzie górnym źródłem ciepła jest powietrze, a dolnym źródłem ciepła jest woda. Model był tworzony tak, aby kontrolowane było odpowiednie ciśnienie, umożliwiające wymianę ciepła, z różnicą temperatur pomiędzy skroplinami, a ogrzewanym czynnikiem wynoszącą 5 K. Czynnik roboczy w instalacji to propan. Moc pompy ciepła jest dobierana do tego, ile energii będzie potrzebne poza energią uzyskaną z paneli i kolektorów. Jest to silnie zależne od warunków atmosferycznych. Przyjęta została stała różnica temperatur pomiędzy źródłem, a czynnikiem roboczym, aby możliwy był przepływ energii. Stworzona została również charakterystyka COP pompy ciepła oraz model instalacji z powietrzną pompą ciepła wraz z wykresami T-s, h-s, p-h. Wyniki analizy energetycznej dla wariantu II podzielone były na 3 scenariusze w zależności od temperatury na wyjściu pompy ciepła (40/60°C, 50°C, 40°C). Przeprowadzona analiza energetyczna wykazała, że oba warianty instalacji mają odmienne zalety. Wariant II cechuje się wyraźnie większą produkcją ciepła w ujęciu rocznym, szczególnie w okresie letnim, gdzie uzyskiwał wartości nawet do 8,0 MWh miesięcznie. Z kolei Wariant I wykazuje istotną przewagę w zakresie produkcji energii elektrycznej, zwłaszcza w miesiącach o wysokim nasłonecznieniu, oraz charakteryzuje się niższym zużyciem energii przez pompę ciepła we wszystkich analizowanych konfiguracjach temperaturowych.

Analiza współczynnika COP potwierdziła wyższą efektywność Wariantu I w sezonie zimowym i przy wyższych temperaturach zasilania (40/60°C, 50°C), co ma kluczowe znaczenie dla pracy systemu w warunkach największego obciążenia cieplnego. Wariant II

osiąga natomiast najlepsze wyniki w okresie wiosenno-letnim przy niższych temperaturach zasilania (40°C).

Podsumowując, Wariant I jest bardziej energooszczędny i stabilny w warunkach zimowych, natomiast Wariant II zapewnia większą produkcję ciepła w skali roku, co może być korzystne przy wysokim zapotrzebowaniu cieplnym.

Kolejnym etapem była analiza odziaływania instalacji na środowisko. Posłużono się do tego metodą LCA – Life Cycle Assessment. Metoda ta pozwala, na skwantyfikowanie wielkości wpływu instalacji dla obu wariantów w całym łańcuchu wartości. Najpierw określona została wspólna jednostka funkcjonalna, dobrane zostały dane przy podejściu Cut-off U z bazy Ecoinvent. Dobierane one były pod kątem reprezentatywności dla Polski, a w przypadku braku reprezentatywności geograficznej dla kraju dobór danych był dla Europy i/lub globalnie. Kolejnym krokiem był dobór poszczególnych dla obu wariantów w tym zamodelowanie gruntowej pompy ciepła, zamodelowanie ciepła z paneli PV/T oraz z kolektorów, zamodelowanie energii elektrycznej z paneli PV/T oraz z paneli PV, dobór magazynów energii, odwiertów i czynnika roboczego pompy ciepła R134a, zamodelowanie powietrznej pompy ciepła oraz dobór czynnika roboczego na propan. Analiza LCA wykonana była w programie SimaPro 9.5.0.2 na podstawie bazy danych Ecoinvent. Obliczenia prowadzone były metodą Environmental Footprint 3.0, a wyniki przedstawione były jako charakteryzowane i ważone. Każda z tych grup wyników przedstawiona została w 16 kategoriach wpływu, charakterystycznych dla wybranej metody Environmental Footprint 3.0.

Zestawiając między sobą oba warianty najbardziej zauważalna różnica dotyczy wpływu na zmianę klimatu, gdzie wariant I osiąga bardzo wysoką wartość (ok. 90%), podczas gdy wariant II ma znacznie niższy wynik.

Wariant I znacznie przewyższa wariant II pod względem wykorzystania zasobów kopalnych oraz wyczerpywania surowców mineralnych. Związane jest to z intensywnym wykorzystaniem materiałów w konstrukcji gruntowej pompy ciepła, energii potrzebnej do produkcji odwiertów i infrastruktury geotermalnej. Wariant II, korzystający z powietrznej pompy ciepła, wykazuje znacznie mniejsze zużycie zasobów, co czyni go bardziej ekologicznym w tym aspekcie. Całkowity wynik na etapie wyników ważonych dla wariantu I wyniósł 7,54 µPt, natomiast wynik dla wariantu II wyniósł 5,37 µPt co oznacza, że będzie on w znacznie mniejszym stopniu oddziaływać na środowisko.

Następnym z etapów pracy była analiza ekonomiczna obu wariantów, która uwzględniała analizę wszystkich kosztów inwestycyjnych wariantu I i II, analizę kosztów eksploatacyjnych w ciągu roku (zużycie energii przez pompę ciepła, analizę oszczędności zużycia energii elektrycznej dzięki panelom PV oraz PV/T, wyliczenie kosztów za energię elektryczną dla pompy ciepła oraz analizę konserwacji i serwisu instalacji), jak również analizę możliwych programów wsparcia w celu minimalizacji kosztów i wyliczenie okresu zwrotu inwestycji ROI. W przypadku kosztów inwestycyjnych wariant II (powietrzna pompa ciepła) jest tańszy o ponad 600 000 zł. Koszty eksploatacyjne są niższe w wariancie I (gruntowa pompa ciepła). Okres zwrotu inwestycji (ROI) w przypadku wariantu II zapewnia około dwukrotnie szybszy zwrot. Oszczędności roczne są zbliżone w obu wariantach, przy czym wariant I daje nieco wyższe wartości. Stabilność energetyczna jest korzystniejsza dla wariantu I, który zapewnia większą odporność na wahania cen energii dzięki podziemnemu zasobnikowi ciepła. W kontekście ekonomicznym wariant II (powietrzna pompa ciepła) jest bardziej opłacalny, oferując krótszy okres zwrotu i niższy koszt inwestycji. Z kolei wariant I (gruntowa pompa ciepła) będzie korzystniejszy w przypadku długoterminowych inwestycji, gdy priorytetem jest niezależność energetyczna i stabilność kosztów eksploatacyjnych.

Ostatnim z etapów była analiza wielokryterialna, której celem było wyłonienie lepszego wariantu (wariant I czy wariant II) na podstawie trzech grup kryteriów:

- analizy energetycznej (COP [-]),
- analizy środowiskowej (wyniki ważone LCA [nPt])
- analizy ekonomicznej (koszty inwestycyjne i eksploatacyjne [zł].

W tym celu dokonano normalizacji danych poprzez zastosowanie normalizacji liniowej z zakresu [0,1] ze względu na różne jednostki i skale kryteriów, wyliczenie kryteriów maksymalizujących (COP) i minimalizujących (LCA, koszty). Następnie przypisano wagi poszczególnym kryteriom w dziesięciu różnych scenariuszach. Otrzymane wyniki zagregowano i zebrano je w końcowej tabeli wraz z interpretacją wyników. Przeprowadzona analiza potwierdziła, że wybór optymalnego wariantu instalacji grzewczej jest silnie uzależniony od przyjętego zestawu wag dla poszczególnych kryteriów decyzyjnych. W scenariuszach, w których waga kryterium energetycznego była mniejsza niż 0,5 (scenariusze 1–4), przewagę uzyskiwał Wariant II, dzięki korzystniejszym wynikom środowiskowym oraz niższym kosztom inwestycyjnym i eksploatacyjnym. W tych przypadkach jego wartości oceny mieściły się w przedziale 0,6–0,7, podczas gdy Wariant I osiągał 0,3–0,4. W scenariuszach z równomiernym udziałem efektywności energetycznej (scenariusze 5–6) oba warianty

uzyskały identyczne wyniki (0,5:0,5), co wskazuje na ich równorzędność. Oznacza to, że przy takim rozkładzie wag ostateczny wybór zależy od dodatkowych czynników, np. uwarunkowań technicznych czy preferencji inwestora. W scenariuszach, w których efektywność energetyczna uzyskała wagę większą niż 0,5 (scenariusze 7–10), korzystniejszy okazał się Wariant I – jego wyższy współczynnik COP zapewnił mu lepsze wyniki końcowe (0,6–0,7 wobec 0,2–0,4 dla Wariantu II). W takich warunkach dominacja kryterium energetycznego przesądza o przewadze rozwiązania z gruntową pompą ciepła.

Podsumowując, w przeprowadzonej analizie dziesięciu scenariuszy Wariant II (uzyskał przewagę w większości przypadków, szczególnie gdy większą wagę przykładano do aspektów środowiskowych i ekonomicznych. Wariant I staje się preferowany jedynie wtedy, gdy kryterium energetyczne stanowi ponad 50% udziału w ocenie. W scenariuszach z równowagą wag oba rozwiązania należy traktować jako równorzędne. Wyniki te wskazują, że ostateczny wybór systemu grzewczego powinien być dostosowany do priorytetów inwestora oraz uwarunkowań lokalnych, gdyż niewielkie przesunięcia wag kryteriów mogą prowadzić do zmiany preferowanego wariantu.

9 Wnioski końcowe

1. Celem pracy doktorskiej było opracowanie metodyki pozwalającej na porównanie dwóch wariantów instalacji z komponentami OZE w celu sprawdzenia, który z nich jest bardziej optymalnym rozwiązaniem, biorąc pod uwagę przede wszystkim efektywność energetyczną, a następnie aspekty środowiskowe i ekonomiczne. Uzyskane wyniki pozwalają stwierdzić, że wszystkie założone cele badawcze zostały zrealizowane, a przyjęta teza znalazła częściowe potwierdzenie. Opracowana metodyka oceny efektywności systemów grzewczych wykazała przewagę wariantu II w aspektach środowiskowych i ekonomicznych, co potwierdza zasadność stosowania powietrznych pomp ciepła z czynnikiem R290. Jednocześnie szczegółowa analiza energetyczna ujawniła, że przewaga wariantu II nie jest jednoznaczna – wariant I w określonych konfiguracjach temperaturowych i warunkach eksploatacyjnych uzyskuje wyższą efektywność energetyczną.
2. Porównanie efektywności energetycznej wykazało wyraźne różnice między wariantami. Wariant I (gruntowa pompa ciepła) charakteryzuje się niższym zużyciem energii elektrycznej i wyższymi wartościami współczynnika COP w większości konfiguracji temperaturowych, co wskazuje na jego większą stabilność w warunkach wysokiego obciążenia cieplnego. Wariant II (powietrzna pompa ciepła na propan) osiąga natomiast wyższą roczną produkcję ciepła, co może być korzystne w systemach wymagających pokrycia dużego zapotrzebowania cieplnego.
3. Analiza LCA wykazała, że wariant II generuje istotnie niższy całkowity wpływ środowiskowy w stosunku do wariantu I – o ok. 28% w ujęciu wyników ważonych (5,37 µPt vs 7,54 µPt). Największe obciążenia w obu wariantach wynikają z produkcji komponentów OZE (PV i PV/T), natomiast w wariancie I dodatkowym czynnikiem zwiększającym wpływ środowiskowy są elementy związane z wykonaniem odwiertów gruntowych.
4. Wybór czynnika roboczego w pompie ciepła istotnie wpływa zarówno na bilans środowiskowy, jak i na efektywność energetyczną systemu. Czynnik R134a stosowany w wariancie I charakteryzuje się niemal 20-krotnie wyższym wpływem na zmiany klimatu w porównaniu do propanu (R290) wykorzystywanego w wariancie II. Propan, dzięki bardzo niskiemu wskaźnikowi GWP, jest rozwiązaniem znacząco bardziej przyjaznym dla środowiska, jednocześnie zapewniając korzystne właściwości

termodynamiczne, choć wymaga dodatkowych zabezpieczeń ze względu na łatwopalność.

5. Analiza ekonomiczna wykazała jednoznaczną przewagę wariantu II pod względem nakładów inwestycyjnych – jego koszt jest niższy o ponad 600 tys. zł w porównaniu z wariantem I. Krótszy jest również okres zwrotu nakładów, co czyni wariant II bardziej atrakcyjnym dla projektów nastawionych na minimalizację kosztów początkowych i szybki zwrot inwestycji. Jednocześnie wariant I, pomimo wyższych nakładów i dłuższego okresu zwrotu, może stanowić korzystniejszą opcję w inwestycjach długoterminowych, w których priorytetem jest stabilność energetyczna systemu i większa niezależność wynikająca z wykorzystania zasobów gruntowych.
6. Analiza wielokryterialna przeprowadzona w dziesięciu scenariuszach wag potwierdziła, że wybór optymalnego wariantu instalacji jest silnie uzależniony od przyjętych priorytetów decyzyjnych. W scenariuszach opartych na środowisku i ekonomii wyraźną przewagę uzyskiwał wariant II, natomiast w scenariuszach energetycznych korzystniejszy okazywał się wariant I, dzięki wyższemu współczynnikowi COP i niższemu zużyciu energii. W sytuacjach równowagi między kryteriami oba warianty okazały się równorzędne. Wyniki te dowodzą, że efektywność energetyczna jest kluczowym czynnikiem różnicującym warianty i może odwrócić hierarchię wyboru w zależności od przyjętych wag.
7. Wariant II (powietrzna pompa ciepła z czynnikiem R290) można uznać za rozwiązanie bardziej uniwersalne i korzystniejsze w ujęciu środowiskowym i ekonomicznym. Jego zastosowanie jest szczególnie uzasadnione w projektach, gdzie priorytetem jest redukcja kosztów inwestycyjnych i ograniczenie wpływu na środowisko. Wariant I (gruntowa pompa ciepła) pozostaje jednak konkurencyjną alternatywą w inwestycjach długoterminowych, w których nadrzędnym celem jest wysoka efektywność energetyczna oraz stabilność pracy systemu w warunkach zwiększonego zapotrzebowania cieplnego.
8. Badania oparto w dużej mierze na symulacjach (Ebsilon Professional) oraz ograniczonych danych rzeczywistych, co może wpływać na dokładność odwzorowania warunków eksploatacyjnych. Wyniki LCA bazowały na bazie Ecoinvent, której dane mogą różnić się od specyfiki lokalnych rynków i technologii.
9. Rekomenduje się przeprowadzenie długoterminowych badań w warunkach rzeczywistych oraz analizę dodatkowych wariantów technologicznych (w tym systemów hybrydowych). Warto rozszerzyć MCDA o nowe kryteria, takie jak ryzyko

awarii, czas pracy instalacji, koszty serwisowe w horyzoncie 20 lat czy bezpieczeństwo użytkowania w kontekście zastosowania czynnika propan. Ponadto sugeruje się uwzględnienie zmian regulacyjnych w zakresie F-gazów oraz ich wpływu na opłacalność i rozwój różnych technologii pomp ciepła.

10 Literatura

[1] Zhang, S.; Ocłoń, P.; Klemeš, J. J.; Michorczyk, P.; Pielichowska, K.; Pielichowski, K. Renewable Energy Systems for Building Heating, Cooling and Electricity Production with Thermal Energy Storage. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2022, 165, 112560. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112560.

[2] Shirinbakhsh, M.; Harvey, L. D. D. Net-Zero Energy Buildings: The Influence of Definition on Greenhouse Gas Emissions. Energy and Buildings 2021, 247, 111118. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111118.

[3] Vodapally, S. N.; Ali, M. H. A Comprehensive Review of Solar Photovoltaic (PV) Technologies, Architecture, and Its Applications to Improved Efficiency. Energies 2023, 16 (1), 319. https://doi.org/10.3390/en16010319.

[4] Tiwari, A. K.; Chatterjee, K.; Agrawal, S.; Singh, G. K. A Comprehensive Review of Photovoltaic-Thermal (PVT) Technology: Performance Evaluation and Contemporary Development. Energy Reports 2023, 10, 2655–2679. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.09.043.

[5] Girard, A.; Gago, E. J.; Muneer, T.; Caceres, G. Higher Ground Source Heat Pump COP in a Residential Building through the Use of Solar Thermal Collectors. Renewable Energy 2015, 80, 26–39. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.063.

[6] Gollamudi, S.; Fauchoux, M.; Krishnan, E.; Ramin, H.; Joseph, A.; Simonson, C. Methodology to Evaluate Design Modifications Intended to Eliminate Frosting and High Discharge Temperatures in Air-Source Heat Pumps (ASHPs) in Cold Climates. Energy and Buildings 2024, 312, 114209. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114209.

[7] Oró, E.; Gil, A.; de Gracia, A.; Boer, D.; Cabeza, L. F. Comparative Life Cycle Assessment of Thermal Energy Storage Systems for Solar Power Plants. Renewable Energy 2012, 44, 166–173. https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.008.

[8] El-Ghazaly, M.; Abdel-Salam, M.; Nayel, M.; Hashem, M. Techno-Economic Utilization of Hybrid Optimized Gravity-Supercapacitor Energy-Storage System for Enriching the Stability of Grid-Connected Renewable Energy Sources. Journal of Energy Storage 2025, 107, 115002. https://doi.org/10.1016/j.est.2024.115002.

[9] Aresti, L.; Florides, G. A.; Skaliontas, A.; Christodoulides, P. Environmental Impact of Ground Source Heat Pump Systems: A Comparative Investigation From South to North Europe. Front. Built Environ. 2022, 8. https://doi.org/10.3389/fbuil.2022.914227.

[10] Geweda, A. E.; Saif, A. G. H.; Zayed, M. E.; Kabeel, A. E.; Zafar, S.; Khalid, M. Recent Advances in Hybrid Compressed Air Energy Storage Systems: Technology Categorization, Integration Potentials with Renewable Energy Systems, and Retrofitting Improvement Strategies. Alexandria Engineering Journal 2025, 115, 12–29. https://doi.org/10.1016/j.aej.2024.11.062.

[11] Kim, H.; Junghans, L. Economic Feasibility of Achieving Net-Zero Emission Building (NZEB) by Applying Solar and Geothermal Energy Sources to Heat Pump Systems: A Case in the United States Residential Sector. *Journal of Cleaner Production* **2023**, *416*, 137822. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137822.

[12] *RESHeat zielona energia czyli budynki pasywne z systemem ogrzewania.* https://resheat.eu/ [dostęp: 30.06.2025 r.]

[13] Cisek, P.; Kaczmarski, K.; Nowak-Ocłoń, M.; Piwowarczyk, M.; Ojczyk, G.; Vallati, A. Design and performance calculations of a solar-driven Combined Cooling, Heating and Power system. *Energy* **2025**, *322*,135629. https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.135629

[14] Emani, M. S.; Mandal, B. K. The Use of Natural Refrigerants in Refrigeration and Air Conditioning Systems: A Review. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* **2018**, *377*(1), 012064. https://doi.org/10.1088/1757-899X/377/1/012064.

[15] *Propane Heat Pumps with green refrigerant | Viessmann AE*. https://www.viessmann.ae/en/knowledge/technology-and-systems/heat-pump/propan.html [dostęp: 08.01.2025 r.].

[16] *Propane Heat Pumps | Clade Engineering Systems*. Clade ES. https://clade-es.com/heat-pumps/why-use-propane-in-a-heat-pump/ [dostęp 08.01.2025 r.].

[17] *Czynniki chłodnicze o niskim współczynniku GWP*. https://www.danfoss.com/pl-pl/about-danfoss/our-businesses/cooling/refrigerants-and-energy-efficiency/refrigerants-for-lowering-the-gwp/ [dostęp: 09.01.2025 r.].

[18] Peña-Anton, X.; Alonso, L.; Martin-Escudero, K.; Uriondo, Z.; Setien, E. Design and Experimental Characterization of a Propane-Based Reversible Dual Source/Sink Heat Pump. *Applied Thermal Engineering* **2025**, *258*, 124527. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.124527.

[19] Ohene, E.; Chan, A. P. C.; Darko, A. Review of Global Research Advances towards Net-Zero Emissions Buildings. *Energy and Buildings* **2022**, *266*, 112142. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.112142.

[20] Arenas, N. F.; Shafique, M. Reducing Embodied Carbon Emissions of Buildings – a Key Consideration to Meet the Net Zero Target. *Sustainable Futures* **2024**, *7*, 100166. https://doi.org/10.1016/j.sftr.2024.100166.

[21] Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Neutralność klimatyczna. Czy to możliwe https://www.gov.pl/web/edukacja-ekologiczna/neutralnosc-klimatyczna-czy-to-mozliwe [dostęp: 09.12.2024 r.].

[22] Ma, Z.; Arıcı, M.; Sun, Y.; Singh, S.; Shahsavar, A. Towards Net-Zero Energy/Emission Buildings for Sustainable Development. *Energy for Sustainable Development* **2024**, *80*, 101448. https://doi.org/10.1016/j.esd.2024.101448.

[23] Pan, T.; Ocłoń, P.; He, L.; Cisek, P.; Nowak-Ocłoń, M.; Van Fan, Y.; Wang, B.; Molnár, P.; Tóth, Á.; Sabev Varbanov, P. Operational Optimisation of Integrated Solar Combined Cooling, Heating, and Power Systems in Buildings Considering Demand Response and Carbon Trading. *Energy Conversion and Management* **2024**, *315*, 118737. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118737.

[24] Liu, J.; Zhou, Y.; Yang, H.; Wu, H. Net-Zero Energy Management and Optimization of Commercial Building Sectors with Hybrid Renewable Energy Systems Integrated with Energy Storage of Pumped Hydro and Hydrogen Taxis. *Applied Energy* **2022**, *321*, 119312. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119312.

[25] Abdelhady, S. Techno-Economic Study and the Optimal Hybrid Renewable Energy System Design for a Hotel Building with Net Zero Energy and Net Zero Carbon Emissions. *Energy Conversion and Management* **2023**, *289*, 117195. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117195.

[26] Maka, A. O. M.; Ghalut, T.; Elsaye, E. The Pathway towards Decarbonisation and Net-Zero Emissions by 2050: The Role of Solar Energy Technology. *Green Technologies and Sustainability* **2024**, *2* (3), 100107. https://doi.org/10.1016/j.grets.2024.100107.

[27] Varbanov, P. S.; Wang, B.; Ocłoń, P.; Radziszewska-Zielina, E.; Ma, T.; Klemeš, J. J.; Jia, X. Efficiency Measures for Energy Supply and Use Aiming for a Clean Circular Economy. *Energy* **2023**, *283*, 129035. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129035.

[28] Ocłoń, P.; Chin, H. H.; Kozak-Jagieła, E.; Taler, J.; Ścisłowicz, F.; Czamara, M. 33 - Photovoltaic–Thermal Waste Heat Integration with Underground Thermal Energy Storage and Heat Pump Systems. In *Handbook of Process Integration (PI) (Second Edition)*; Klemeš, J. J., Ed.; Woodhead Publishing Series in Energy; Woodhead Publishing, 2023; pp 1017–1042. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823850-9.00005-0.

[29] Zhao, C.; Wu, X.; Hao, P.; Wang, Y.; Zhou, X. Machine Learning for Optimal Net-Zero Energy Consumption in Smart Buildings. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* **2024**, *64*, 103664. https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103664.

[30] Heperkan, H. A.; Önal, B. S.; Uyar, T. S. Renewable Energy Integration and Zero Energy Buildings. In *Renewable Energy Based Solutions*; Uyar, T. S., Javani, N., Eds.; Springer International Publishing: Cham, 2022; pp 105–148. https://doi.org/10.1007/978-3-031-05125-8_5.

[31] Chu, W.; Zhang, Y.; Wang, D.; He, W.; Zhang, S.; Hu, Z.; Zhou, J. Capacity determination of renewable energy systems, electricity storage, and heat storage in grid-interactive buildings. *Energy* **2023**, *285*, 129438. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129438.

[32] Li, X.; Palazzolo, A. A Review of Flywheel Energy Storage Systems: State of the Art and Opportunities. *Journal of Energy Storage* **2022**, *46*, 103576. https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103576.

[33] Fingas, R.; Haida, M.; Smolka, J.; Besagni, G.; Bodys, J.; Palacz, M.; Nowak, A. J. Experimental Analysis of the Air-to-Water Ejector-Based R290 Heat Pump System for Domestic Application. *Applied Thermal Engineering* **2024**, *236*, 121800. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121800.

[34] Malcher, X.; Gonzalez-Salazar, M. Strategies for Decarbonizing European District Heating: Evaluation of Their Effectiveness in Sweden, France, Germany, and Poland. *Energy* **2024**, 306, 132457. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132457.

[35] Piotrowska, B.; Słyś, D. Variant Analysis of Financial and Energy Efficiency of the Heat Recovery System and Domestic Hot Water Preparation for a Single-Family Building: The Case of Poland. *Journal of Building Engineering* **2023**, *65*, 105769. https://doi.org/10.1016/j.jobe.2022.105769.

[36] Tarasova, E. Multiple Just Transitions? A Study of How a Just Transition Is Envisioned in Poland. *Energy Policy* **2024**, *194*, 114322. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114322.

[37] Kapustenko, P.; Ocłoń, P.; Picón-Núñez, M.; Wang, B.; Varbanov, P. S. Integration and Intensification of Thermal Processes to Increase Energy Efficiency and Mitigate Environmental Pollution for Sustainable Development of Industry – PRES'22. *Thermal Science and Engineering Progress* **2023**, *45*, 102148. https://doi.org/10.1016/j.tsep.2023.102148.

[38] Prauzner, T.; Krzywański, J.; Sosnowski, M.; Grabowska, K.; Żyłka, A.; Kułakowska, A. Nowoczesne rozwiązania konstrukcyjne systemów chłodniczych, jako przykład racjonalizacji użytkowania energii, bezpieczeństwa eksploatacji i ochrony środowiska.

Prace Naukowe Akademii im. Jana Długosza w Częstochowie. Technika, Informatyka, Inżynieria Bezpieczeństwa **2018**, *VI*, 399–407. https://doi.org/10.16926/tiib.2018.06.28

[39] *Zasada działania pompy ciepła*. Dom Bez Rachunków. https://dombezrachunkow.com/pompa-ciepla/zasada-dzialania-pompy-ciepla/ [dostęp: 10.12.2024 r.].

[40] Chabot, A.; Mathieu-Potvin, F. Numerical Analysis of Heat Pumps: Selection of the Best Fluids for Maximizing the Coefficient of Performance. *International Journal of Refrigeration* **2020**, *112*, 281–302. https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2019.11.017.

[41] *Pakiet „Gotowi na 55”* https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/fit-for-55/ [dostęp: 10.12.2024 r.].

[42] Saleem, A.; Ambreen, T.; Ugalde-Loo, C. E. Energy Storage-Integrated Ground-Source Heat Pumps for Heating and Cooling Applications: A Systematic Review. *Journal of Energy Storage* **2024**, *102*, 114097. https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114097.

[43] Zhao, Z.; Lv, G.; Xu, Y.; Lin, Y.-F.; Wang, P.; Wang, X. Enhancing Ground Source Heat Pump System Design Optimization: A Stochastic Model Incorporating Transient Geological Factors and Decision Variables. *Renewable Energy* **2024**, *225*, 120279. https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120279.

[44] Adebayo, P.; Beragama Jathunge, C.; Darbandi, A.; Fry, N.; Shor, R.; Mohamad, A.; Wemhöner, C.; Mwesigye, A. Development, Modeling, and Optimization of Ground Source Heat Pump Systems for Cold Climates: A Comprehensive Review. *Energy and Buildings* **2024**, *320*, 114646. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114646.

[45] Lo Russo, S.; Taddia, G.; Verda, V. Development of the Thermally Affected Zone (TAZ) around a Groundwater Heat Pump (GWHP) System: A Sensitivity Analysis. *Geothermics* **2012**, *43*, 66–74. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2012.02.001.

[46] Ali Yildirim, M.; Bartyzel, F.; Vallati, A.; Woźniak, M. K.; Ocłoń, P. Efficient Energy Storage in Residential Buildings Integrated with RESHeat System. *Applied Energy* **2023**, *335*, 120752. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120752.

[47] https://dedietrich.pl/blog/co-to-jest-wspolczynnik-cop/ [dostęp: 12.12.2024 r.].

[48] Kotly.pl. https://kotly.pl/cop-scop-spf-pompy-ciepla/ [dostęp: 12.12.2024 r.].

[49] Xie, X.; Luo, Z.; Grimmond, S.; Liu, Y.; Ugalde-Loo, C. E.; Bailey, M. T.; Wang, X. Could Residential Air-Source Heat Pumps Exacerbate Outdoor Summer Overheating and Winter Overcooling in UK 2050s Climate Scenarios? *Sustainable Cities and Society* **2024**, *115*, 105811. https://doi.org/10.1016/j.scs.2024.105811.

[50] Li, Y.; Li, M.; Yang, J. Experimental and Numerical Study on Transcritical CO_2 Air Source Heat Pump Water Heater. *Applied Thermal Engineering* **2025**, *258*, 124577. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.124577.

[51] *Coefficient of performance and its importance to heat pumps*. https://airconditionerlab.com/coefficient-of-performance/ [dostep: 13.12.2024 r.].

[52] Tan, Y.; An, L.; Wang, L.; Hou, Z.; Zhao, S.; Liu, B.; Guo, Y. Proposal and Performance Evaluation of a Solar Hybrid Heat Pump with Integrated Air-Source Compression Cycle. *Energy Conversion and Management* **2024**, *321*, 119097. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119097.

[53] Congedo, P. M.; Baglivo, C.; D'Agostino, D.; Mazzeo, D. The Impact of Climate Change on Air Source Heat Pumps. *Energy Conversion and Management* **2023**, *276*, 116554. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116554.

[54] Beccali, M.; Bonomolo, M.; Martorana, F.; Catrini, P.; Buscemi, A. Electrical Hybrid Heat Pumps Assisted by Natural Gas Boilers: A Review. *Applied Energy* **2022**, *322*, 119466. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119466.

[55] Zhang, Y.; Zhang, G.; Zhou, D.; Zhang, J.; Qu, X.; Zhang, Z.; He, F. Experimental Study and Performance Evaluation of an Air Source Heat Pump (ASHP) System with a Frost-Free Evaporator. *Journal of Cleaner Production* **2024**, *448*, 141469. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141469.

[56] Wüllhorst, F.; Schwarz, S.; Fuchs, N.; Maier, L.; Monti, A.; Müller, D. *Impact of hybrid voltage grids*. *Applied Energy* **2025**, *388*, 125530. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125530

[57] Xu, Z.; Liu, F.; Xu, W.; Wang, Z.; Yang, Y.; Xu, C.; Wu, P.; Li, X. Atmospheric Air Quality in Beijing Improved by Application of Air Source Heat Pump (ASHP) Systems. *Journal of Cleaner Production* **2020**, *257*, 120582. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120582.

[58] Walker, I. S.; Less, B. D.; Casquero-Modrego, N. Carbon and Energy Cost Impacts of Electrification of Space Heating with Heat Pumps in the US. *Energy and Buildings* **2022**, *259*, 111910. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.111910.

[59] Wang, X.; Xia, L.; Bales, C.; Zhang, X.; Copertaro, B.; Pan, S.; Wu, J. A Systematic Review of Recent Air Source Heat Pump (ASHP) Systems Assisted by Solar Thermal, Photovoltaic and Photovoltaic/Thermal Sources. *Renewable Energy* **2020**, *146*, 2472–2487. https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.096.

[60] Wu, C.; Liu, F.; Li, X.; Wang, Z.; Xu, Z.; Zhao, W.; Yang, Y.; Wu, P.; Xu, C.; Wang, Y. Low-Temperature Air Source Heat Pump System for Heating in Severely Cold Area: Long-

Term Applicability Evaluation. *Building and Environment* **2022**, *208*, 108594. https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2021.108594.

[61] Zou, L.; Liu, Y.; Yu, J. Recent Advances on Performance Enhancement of Propane Heat Pump for Heating Applications. *Energy* **2025**, *314*, 134251. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.134251.

[62] *Czynnik chłodniczy R134A | Schiessl*. https://schiessl.pl/pl/czynnik-chlodniczy-r134a [dostęp: 08.01.2025 r.].

[63] Ministerstwo Klimatu i Środowiska – Rozporządzenie ws. certyfikacji F-gazowej **2024**. https://www.gov.pl/web/klimat/rozporzadzenie-ws-certyfikacji-f-gazowej [dostęp: 08.01.2025 r.].

[64] ClimaMarket. R290 refrigerant gas. What is it and what are its advantages? *ClimaMarket blog* 2023, opublikowano 2 maja 2023. https://www.climamarket.eu/blog/en/r290-refrigerant-gas-what-is-it-and-what-are-its-advantages/ [dostęp: 08.01.2025 r.].

[65] *Czynnik chłodniczy R410A | Schiessl*. https://schiessl.pl/pl/r410a-czynnik-chlodniczy-r410a [dostęp: 08.01.2025 r.].

[66] Tang, W.; He, G.; Zhou, S.; Sun, W.; Cai, D.; Mei, K. The Performance and Risk Assessment of R290 in a 13 kW Air Source Heat Pump. *Applied Thermal Engineering* **2018**, *144*, 392–402. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.08.070.

[67] *Komunikat dotyczący pakietu Fit for 55 - Ministerstwo Klimatu i Środowiska - Portal Gov.pl*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. https://www.gov.pl/web/klimat/komunikat-dotyczacy-pakietu-fit-for-55 [dostęp: 09.01.2025 r.].

[68] Climate and Clean Air Coalition. Annual Report 2019–2020. *Climate and Clean Air Coalition (CCAC)* 2019–2020. https://www.ccacoalition.org/content/annual-report-2019-2020 [dostęp: 09.01.2025 r.].

[69] in, Z.; Eikevik, T. M.; Nekså, P.; Hafner, A.; Wang, R. Annual Energy Performance of R744 and R410A Heat Pumping Systems. *Applied Thermal Engineering* **2017**, *117*, 568–576. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.02.072.

[70] Danfoss Climate Solutions. Expert paper: CO_2 as refrigerant in Cooling and Heating systems. *Danfoss Climate Solutions article* **2023**. https://www.danfoss.com/en/about-danfoss/articles/dcs/expert-paper-co2-as-refrigerant-in-cooling-and-heating-systems/ [dostęp: 09.01.2025 r.].

[71] Zder, K.; Zawadzka, J.; Kowalski, P.; Nowak, A. On the Use of CO_2 for Low-Temperature Thermal Energy Storage - A Comprehensive Review. *Applied Energy* **2021**, 295, 117–134. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117134

[72] Lee, M.; Lee, S.; Yeob Chung, J.; Kwon, S.; Kim, Y. Energy and Environmental Performances of Heat Pumps Using R32 and R466A as Alternatives to R410A. *Applied Thermal Engineering* **2024**, *256*, 124140. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.124140.

[73] Pourfayaz, F.; Kaviani, A.; Aghilinia, P. Numerically Investigating the Effect of Using Nanofluids on the Thermal Performance and Coefficient of Performance of a U-Tube Deep Borehole Ground Source Heat Pump. *Geoenergy Science and Engineering* **2024**, *238*, 212890. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212890.

[74] Obracaj, D.; Korzec, M.; Sas, S. Analiza wpływu zmienności współczynnika COP na dobór pompy ciepła typu powietrze/woda. *Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja* **2016**, nr 6, 245–250. https://doi.org/10.15199/9.2016.6.6.

[75] Cabeza, L. F., ed. *Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications*, 2nd ed.; *Woodhead Publishing Series in Energy*; Elsevier: **2020**; ISBN 978-0-12-819885-8.

[76] Saeidi, R.; Karimi, A.; Noorollahi, Y. The Novel Designs for Increasing Heat Transfer in Ground Heat Exchangers to Improve Geothermal Heat Pump Efficiency. *Geothermics* **2024**, *116*, 102844. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102844.

[77] Wang, H.; Li, S.; Lei, K.; Zhang, J. Performance Analysis of Cross Seasonal Thermal Storage Solar Soil Source Heat Pump Drying System. *Renewable Energy* **2025**, *241*, 122202. https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.122202.

[78] Vallati, A.; Di Matteo, M.; Lo Basso, G.; Ocłoń, P.; Fiorini, C. V. Definition of a PVT Coupled Water Source Heat Pump System through Optimization of Individual Components. *Energy* **2024**, *307*, 132455. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132455.

[79] Yuan, Z.; Han, L.; Wang, X. Optimal Configuration of Integrated Energy System Considering Heat Enhancement and Combined Operation of Low Head Seawater Pumped Storage and Reverse Osmosis. *Energy Conversion and Management* **2025**, *325*, 119376. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119376.

[80] Sarbu, I.; Dorca, A. Investigation by Monitoring and Numerical Simulation of the Performance of a Ground-Source Heat Pump System with and without Regeneration in Different Configurations and Operating Modes. *Applied Thermal Engineering* **2024**, *250*, 123507. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.123507.

[81] Deng, J.; Su, Y.; Peng, C.; Qiang, W.; Cai, W.; Wei, Q.; Zhang, H. How to Improve the Energy Performance of Mid-Deep Geothermal Heat Pump Systems: Optimization of Heat Pump, System Configuration and Control Strategy. *Energy* **2023**, *285*, 129537. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129537.

[82] Acar, U.; Kaska, O. Performance Assessments of Ground Source Heat Pump Assisted by Various Solar Panels to Achieve Zero Energy Buildings in Cold Climate Conditions. *Journal of Building Engineering* **2024**, *96*, 110611. https://doi.org/10.1016/j.jobe.2024.110611.

[83] Congedo, P. M.; Baglivo, C.; Bonuso, S.; D'Agostino, D. Numerical and Experimental Analysis of the Energy Performance of an Air-Source Heat Pump (ASHP) Coupled with a Horizontal Earth-to-Air Heat Exchanger (EAHX) in Different Climates. *Geothermics* **2020**, *87*, 101845. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101845.

[84] Wu, Y.; Wang, W.; Sun, Y.; Cui, Y.; Lin, Y.; Deng, S. Development of Evaluation Indexes for Assessing the Regional Operating Performances of Air Source Heat Pump (ASHP) Units Operated in Different Climate Regions Based on the Equivalent Temperature Drop Method. *Energy and Buildings* **2021**, *247*, 111111. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111111.

[85] Li, H.; Xu, Z.; Yang, Q.; Shao, S.; Wang, Z.; Xu, C.; Wu, C.; lyu, W. Enhancing Partial Load Efficiency of Air Source Heat Pump Heating Systems: A Comprehensive Review of Magnitude, Influencing Factors, and Improvement Strategies. *Journal of Building Engineering* **2024**, *97*, 110715. https://doi.org/10.1016/j.jobe.2024.110715.

[86] Gużda, A.; Szmolke, N. Efektywność pompy ciepła a zużycie CWU. *Budownictwo o Zoptymalizowanym Potencjale Energetycznym* **2018**, 7 (1), 31–36. https://doi.org/10.17512/bozpe.2018.1.04.

[87] Song, M.; Zhang, L. Chapter 8 - Experimental Case Studies of Frosting on Surface of Finned Tube Heat Exchangers in an ASHP Unit. In *Frosting for Air Source Heat Pumps*; Song, M., Zhang, L., Eds.; Elsevier, 2025; pp 159–187. https://doi.org/10.1016/B978-0-323-95457-0.00001-0.

[88] Wang, F.; Liu, M.; Guo, W.; Liu, X.; Zhang, J.; Li, J.; Hu, G.; Yin, J. Photovoltaic/Thermal Integrated Air Source Heat Pump Hot Water System with Phase Change Tank. *Renewable Energy* **2025**, *240*, 122204. https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.122204.

[89] Maka, A. O. M.; Alabid, J. M. Solar Energy Technology and Its Roles in Sustainable Development. *Clean Energy* **2022**, *6* (3), 476–483. https://doi.org/10.1093/ce/zkac023.

[90] Kim, B.; Kim, K.; Kim, C. Determining the Optimal Installation Timing of Building Integrated Photovoltaic Systems. *Journal of Cleaner Production* **2017**, *140*, 1322–1329. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.10.020.

[91] Olczak, P.; Komorowska, A. An Adjustable Mounting Rack or an Additional PV Panel? Cost and Environmental Analysis of a Photovoltaic Installation on a Household: A Case Study in Poland. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* **2021**, *47*, 101496. https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101496.

[92] Sun, C.; Zou, Y.; Qin, C.; Zhang, B.; Wu, X. Temperature Effect of Photovoltaic Cells: A Review. *Adv Compos Hybrid Mater* **2022**, *5* (4), 2675–2699. https://doi.org/10.1007/s42114-022-00533-z.

[93] Granata, G.; Altimari, P.; Pagnanelli, F.; De Greef, J. Recycling of Solar Photovoltaic Panels: Techno-Economic Assessment in Waste Management Perspective. *Journal of Cleaner Production* **2022**, *363*, 132384. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132384.

[94] Alami, A. H.; Rabaia, M. K. H.; Sayed, E. T.; Ramadan, M.; Abdelkareem, M. A.; Alasad, S.; Olabi, A.-G. Management of Potential Challenges of PV Technology Proliferation. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* **2022**, *51*, 101942. https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101942.

[95] Zarei, A.; Elahi, S.; Pahangeh, H. Design and Analysis of a Novel Solar Compression-Ejector Cooling System with Eco-Friendly Refrigerants Using Hybrid Photovoltaic Thermal (PVT) Collector. *Thermal Science and Engineering Progress* **2022**, *32*, 101311. https://doi.org/10.1016/j.tsep.2022.101311.

[96] Arora, S.; Singh, H. P.; Sahota, L.; Arora, M. K.; Arya, R.; Singh, S.; Jain, A.; Singh, A. Performance and Cost Analysis of Photovoltaic Thermal (PVT)-Compound Parabolic Concentrator (CPC) Collector Integrated Solar Still Using CNT-Water Based Nanofluids. *Desalination* **2020**, *495*, 114595. https://doi.org/10.1016/j.desal.2020.114595.

[97] Bandaru, S. H.; Becerra, V.; Khanna, S.; Radulovic, J.; Hutchinson, D.; Khusainov, R. A Review of Photovoltaic Thermal (PVT) Technology for Residential Applications: Performance Indicators, Progress, and Opportunities. *Energies* **2021**, *14* (13), 3853. https://doi.org/10.3390/en14133853.

[98] Malinowski, M.; Leon, J. I.; Abu-Rub, H. Solar Photovoltaic and Thermal Energy Systems: Current Technology and Future Trends. *Proceedings of the IEEE* **2017**, *105* (11), 2132–2146. https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2690343.

[99] Elnaby Kabeel, A.; El Hadi Attia, M.; Abdelgaie, Mohamed.; Khelifa, A.; Abdel-Aziz, M. M. Experimental Study on Energy and Exergy Assessments of a New PV System with a Concave Cover for Active Cooling and Self-Cleaning. *Renewable Energy Focus* **2023**, *47*, 100512. https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.100512.

[100] Aspetakis, G.; Wang, Q. Critical Review of Air-Based PVT Technology and Its Integration to Building Energy Systems. *Energy and Built Environment* **2025**, *6* (1), 121–135. https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2023.10.001.

[101] Li, L.; Hassan, W. H.; Mohammed, A. A.; Montufar, P.; AL-maamori, Z. M.; Sultan, A. J.; Salahshour, S.; Esmaeili, S. Prediction of Heat Transfer Characteristics and Energy

Efficiency of a PVT Solar Collector with Corrugated-Tube Absorber Using Artificial Neural Network and Group Method Data Handling Models. *International Communications in Heat and Mass Transfer* **2024**, *157*, 107829. https://doi.org/10.1016/j.icheatmasstransfer.2024.107829.

[102] Nikbakht Naserabad, S.; Rafee, R.; Saedodin, S.; Ahmadi, P. Dynamic Thermal Analysis and 3E Evaluation of a CCHP System Integrated with PVT to Provide Dynamic Loads of a Typical Building in a Hot-Dry Climate. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* **2022**, *52*, 101970. https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.101970.

[103] Hamzat, A. K.; Sahin, A. Z.; Omisanya, M. I.; Alhems, L. M. Advances in PV and PVT Cooling Technologies: A Review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* **2021**, *47*, 101360. https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101360.

[104] Cigolotti, V.; Genovese, M.; Piraino, F.; Fragiacomo, P. Applications | Overview of Energy Storage Systems. In *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources (Second Edition)*; Garche, J., Ed.; Elsevier: Oxford, 2025; pp 47–59. https://doi.org/10.1016/B978-0-323-96022-9.00091-8.

[105] Zakeri, B.; Syri, S. Electrical Energy Storage Systems: A Comparative Life Cycle Cost Analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2015**, *42*, 569–596. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011.

[106] Chen, T.; Jin, Y.; Lv, H.; Yang, A.; Liu, M.; Chen, B.; Xie, Y.; Chen, Q. Applications of Lithium-Ion Batteries in Grid-Scale Energy Storage Systems. *Trans. Tianjin Univ.* **2020**, *26* (3), 208–217. https://doi.org/10.1007/s12209-020-00236-w.

[107] Huang, Y.; Li, J. Key Challenges for Grid-Scale Lithium-Ion Battery Energy Storage. *Advanced Energy Materials* **2022**, *12* (48), 2202197. https://doi.org/10.1002/aenm.202202197.

[108] Pater, S. Field Measurements and Energy Performance Analysis of Renewable Energy Source Devices in a Heating and Cooling System in a Residential Building in Southern Poland. *Energy and Buildings* **2019**, *199*, 115–125. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.06.057.

[109] Vallati, A.; Ocłoń, P.; Colucci, C.; Mauri, L.; de Lieto Vollaro, R.; Taler, J. Energy Analysis of a Thermal System Composed by a Heat Pump Coupled with a PVT Solar Collector. *Energy* **2019**, *174*, 91–96. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.02.152.

[110] Ocłoń, P.; Czamara, M.; Ścisłowicz, F.; Drzyzga, A.; Franczak, M.; Yildirim, M. A.; Cisek, P.; Ojczyk, G.; Paradyż, M. System RESHeat: integracja odnawialnych źródeł energii dla

zrównoważonych rozwiązań energetycznych budynków. **2024**, nr. 11, 29–39. https://doi.org/10.7494/er.2024.11.29.

[111] Ceran, B.; Jurasz, J.; Mielcarek, A.; Campana, P. E. PV Systems Integrated with Commercial Buildings for Local and National Peak Load Shaving in Poland. *Journal of Cleaner Production* **2021**, *322*, 129076. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129076.

[112] AlShafi, M.; Bicer, Y. Thermodynamic Performance Comparison of Various Energy Storage Systems from Source-to-Electricity for Renewable Energy Resources. *Energy* **2021**, *219*, 119626. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119626.

[113] Zhao, Y.; Yuan, H.; Zhang, Z.; Gao, Q. Performance Analysis and Multi-Objective Optimization of the Offshore Renewable Energy Powered Integrated Energy Supply System. *Energy Conversion and Management* **2024**, *304*, 118232. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118232.

[114] Mohanty, S.; Nayak, M. R.; Gantayet, A. Efficient Allocation of Energy Storage and Renewable Energy System for Performance and Reliability Improvement of Distribution System. *Computers and Electrical Engineering* **2024**, *119*, 109616. https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2024.109616.

[115] Roman, J.; Klojzy-Karczmarczyk, B.; Wróblewski, R.; Ceran, B. Analysis of the Use of Waste Gasification in a Hybrid Generation System to Supply an Industrial Demand and Power Grid through Cable Pooling. *Renewable Energy* **2025**, *244*, 122721. https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.122721.

[116] Lelek, Ł.; Kulczycka, J.; Lewandowska, A. Środowiskowa ocena prognozowanej struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce do 2030 r. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* **2015**, 17 (3), 281–294. ISSN 1429-6675.

[117] Pan, T.; Ocłoń, P.; Cisek, P.; Nowak-Ocłoń, M.; Yildirim, M. A.; Wang, B.; Van Fan, Y.; Varbanov, P. S.; Wan Alwi, S. R. A Comparative Life Cycle Assessment of Solar Combined Cooling, Heating, and Power Systems Based on RESHeat Technology. *Applied Energy* **2024**, *359*, 122754. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122754.

[118] Olczak, P.; Żelazna, A.; Stecuła, K.; Matuszewska, D.; Lelek, Ł. Environmental and Economic Analyses of Different Size Photovoltaic Installation in Poland. *Energy for Sustainable Development* **2022**, *70*, 160–169.https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.07.016.

[119] Aridi, M.; Pannier, M.-L.; Aridi, R.; Lemenand, T. A Comprehensive Review of Life Cycle Assessments for Domestic Heat Pumps: Environmental Footprint and Future Directions. *Energy and Buildings* **2025**, *336*, 115605. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2025.115605.

[120] Hagenaars, R. H.; Heijungs, R.; Tukker, A.; Wang, R. Hybrid LCA for Sustainable Transitions: Principles, Applications, and Prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2025**, *212*, 115443. https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115443.

[121] Naumann, G.; Schropp, E.; Gaderer, M. Life Cycle Assessment of an Air-Source Heat Pump and a Condensing Gas Boiler Using an Attributional and a Consequential Approach. *Procedia CIRP* **2022**, *105*, 351–356. https://doi.org/10.1016/j.procir.2022.02.058.

[122] Koohi-Fayegh, S. A Review of Environmental Assessments of Ground-Source Heat Pumps. *Energy Reports* **2025**, *14*, 1634–1644. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.08.002.

[123] Saoud, A.; Harajli, H.; Manneh, R. Cradle-to-Grave Life Cycle Assessment of an Air to Water Heat Pump: Case Study for the Lebanese Context and Comparison with Solar and Conventional Electric Water Heaters for Residential Application. *Journal of Building Engineering* **2021**, *44*, 103253. https://doi.org/10.1016/j.jobe.2021.103253.

[124] Śliwińska, A.; Czaplicka-Kolarz, K. Wybrane aspekty metodologii analizy cyklu życia odnawialnych źródeł energii. *Czasopismo Techniczne. Środowisko* **2009**, R. 106, Z. 11 (3-Ś), 131–145.

[125] Herrando, M.; Elduque, D.; Javierre, C.; Fueyo, N. Life Cycle Assessment of Solar Energy Systems for the Provision of Heating, Cooling and Electricity in Buildings: A Comparative Analysis. *Energy Conversion and Management* **2022**, *257*, 115402. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115402.

[126] Roux, D. L.; Serra, S.; Sochard, S.; Reneaume, J.-M. Sensibility Analysis and Environmental Impact of a System Combining a Solar-Assisted Heat Pump and PCM Storages. *Energy Conversion and Management* **2024**, *322*, 119108. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119108.

[127] Masternak, C.; Meunier, S.; Reinbold, V.; Saelens, D.; Marchand, C.; Leroy, Y. Potential of Air-Source Heat Pumps to Reduce Environmental Impacts in 18 European Countries. *Energy* **2024**, *292*, 130487. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130487.

[128] Ma, R.; Qiao, H.; Yu, X.; Yang, B.; Yang, H. Thermo-Economic Analysis and Multi-Objective Optimization of a Reversible Heat Pump-Organic Rankine Cycle Power System for Energy Storage. *Applied Thermal Engineering* **2023**, *220*, 119658. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2022.119658.

[129] Kozłowska, N.; Kruszelnicka, W.; Mroziński, A. Analysis of energy and economic efficiency water heating by heat pump air-water. *Mechanik* **2015**, No. 10, 834/59-834/69. https://doi.org/10.17814/mechanik.2015.10.509.

[130] Grudzińska, K. Analiza techniczno-ekonomiczna, porównawcza źródeł ciepła bazujących na odnawialnych źródłach energii ze źródłem zasilanym gazem ziemnym dla domu jednorodzinnego. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* **2022**, Nr 3, 29–38. https://doi.org/10.15199/17.2022.3.6

[131] Pająk, L. Porównanie efektów energetycznych, ekonomicznych i ekologicznych wykorzystania pompy ciepła typu woda/woda i solanka/woda do ogrzewania domu jednorodzinnego. *District Heating, Heating, Ventilation* **2016**, *1* (4), 26–31. https://doi.org/10.15199/9.2016.4.5.

[132] Wang, X.; Li, T.; Yu, Y.; Liu, X.; Liu, Y.; Wang, S.; Li, G.; Mao, Q. Energy Saving and Economic Analysis of a Novel PV/T Coupled Multi-Source Heat Pump Heating System with Phase Change Storage: A Case Study in Cold Zone in China. *Energy Conversion and Management* **2024**, *312*, 118574. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118574.

[133] Heinz, A.; Rieberer, R. Energetic and Economic Analysis of a PV-Assisted Air-to-Water Heat Pump System for Renovated Residential Buildings with High-Temperature Heat Emission System. *Applied Energy* **2021**, *293*, 116953. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116953.

[134] Dubey, S.; Guruchethan, A. M.; Siva Kumar Reddy, Y.; Maiya, M. P. Energy, Environmental and Economic Analysis of Low GWP Refrigerant Heat Pumps for Simultaneous Heating and Cooling Applications. *Thermal Science and Engineering Progress* **2024**, *51*, 102605. https://doi.org/10.1016/j.tsep.2024.102605.

[135] Zou, L.; Yu, J. 4E Assessment of Ejector-Enhanced R290 Heat Pump Cycle with a Sub-Cooler for Cold Region Applications. *Energy* **2024**, *298*, 131369. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131369.

[136] Sankom Sp. z o.o. Audytor OZC – program do obliczeń cieplnych budynków. *Sankom.net* **2025**, https://pl.sankom.net/programy/audytor-ozc [dostęp: 01.07.2025 r.].

[137] Iqony EBSILON. Ebsilon – program do modelowania elektrowni i systemów energetycznych. *Ebsilon.com* **2025**, https://www.ebsilon.com/de/

[138] Morsli, A.; Ali, A.; AL-Zoubi, O. H.; Alzubaidi, L. H.; Shoja, S. J.; Abdulhasan, M. M.; Arjomandi, M. Design and Theoretical Study of New Configuration of Photovoltaic/Thermal (PVT) Solar Collector. *AIP Advances* **2024**, *14* (2), 025144. https://doi.org/10.1063/5.0187916.

[139] ISO 14040:2009 – Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework. *International Organization for Standardization* **2009** [dostęp: 01.07.2025 r.].

[140] PN-EN ISO 14044:2009 – Zarządzanie środowiskowe – Ocena cyklu życia – Wymagania i wytyczne. *Polski Komitet Normalizacyjny* **2009**, ISBN 978-83-251-7949-6. [dostęp: 02.07.2025 r.].

[141] ISO 14067:2018 – Greenhouse gases – Carbon footprint of products – Requirements and guidelines for quantification. *International Organization for Standardization* **2018**. [dostęp: 01.07.2025 r.].

[142] Góralczyk, M.; Kowalski, Z.; Kulczycka, J. *Ekologiczna ocena cyklu życia procesów wytwórczych (LCA)*. *Wydawnictwo Naukowe PWN* **2007**, 204 s. ISBN 978-83-01-15184-3.

[143] Kowalski, Z.; Kulczycka, J. Czystsze technologie i oceny cyklu życia (LCA) jako elementy zrównoważonego rozwoju. *Przemysł Chemiczny* **2006**, *85* (8–9).

[144] SimaPro. *SimaPro* **2025**, https://simapro.com. [dostęp: 01.07.2025 r.].

[145] HM Treasury; Department for Energy Security and Net Zero. Green Book supplementary guidance: use of Multi-Criteria Decision Analysis. *GOV.UK* **2024** [dostęp: 01.07.2025].

[146] Tiwari, B.K. Normalization and Standardization and Batch Normalization. *Medium* **2025**, https://medium.com/@aeromantiwari/normalization-and-standardization-and-batch-normalization-c7b785087279 [dostęp: 30.08.2025 r.].

[147] Malakar, S.; Rai, A. K. Estimating Seismic Vulnerability in West Bengal by AHP-WSM and AHP-VIKOR. *Natural Hazards Research* **2023**, *3* (3), 464–473. https://doi.org/10.1016/j.nhres.2023.06.001.

[148] Bartyzel, F.; Ocłoń, P. Simulation Software for Design Improvement. In *2023 8th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*; 2023; pp 1–5. https://doi.org/10.23919/SpliTech58164.2023.10193173.

[149] Freedom Heat Pumps. A closer look at refrigerant types for heat pumps and how there has been a shift to more environmentally friendly refrigerants in recent years, as well as the 3 designations of heat pump flow temperature. *FreedomHP Blog* **2023**, posted 17 October 2023. https://www.freedomhp.co.uk/a-closer-look-at-refrigerant-types-for-heat-pumps-and-how-there-has-been-a-shift-to-more-environmentally-friendly-refrigerants-in-recent-years-as-well-as-the-3-designations-of-heat-pump-flow-temperat/. [dostęp: 08.01.2025 r.].

[150] Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju. Dane do obliczeń energetycznych budynków. *GOV.PL* **2025** (archiwalna strona). https://www.gov.pl/web/archiwum-inwestycje-rozwoj/dane-do-obliczen-energetycznych-budynkow. [dostęp: 01.07.2025].

[151] ISO 14044:2006 – Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines. *International Organization for Standardization* **2006**. https://www.iso.org/standard/38498.html. [dostęp: 01.07.2025]

[152] Andreasi Bassi, S.; Biganzoli, F.; Ferrara, N.; Amadei, A.; Valente, A.; Sala, S.; Ardente, F. Updated characterisation and normalisation factors for the Environmental Footprint 3.1 method. *Publications Office of the European Union* **2023**, EUR 31414 EN, ISBN 978-92-76-99069-7, JRC130796. https://doi.org/10.2760/798894

[153] European Commission. Recommendation 2013/179/EU of 9 April 2013 on the use of common methods to measure and communicate the life cycle environmental performance of products and organisations. *Official Journal of the European Union* **2013**. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32013H0179. [dostęp: 02.07.2025 r.].

[154] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T. F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S. K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, and P. M. Midgley (eds.)]. *Cambridge University Press* **2013**. [dostęp: 08.09.2025]

[155] *European Commission – Joint Research Centre (JRC). Developer Environmental Footprint (EF): tools, documents, and packages related to the Environmental Footprint scheme.* European Platform on Life Cycle Assessment (eplca.jrc.ec.europa.eu) ***2025***. *https://eplca.jrc.ec.europa.eu/LCDN/developerEF.xhtml* [dostęp: 28.08.2025 r.].

[156] Thakur, S.; Singh, D.; Mughal, U. N.; Kumar, V.; Calay, R. K. Comparative Life Cycle Assessment of Solar Thermal, Solar PV, and Biogas Energy Systems: Insights from Case Studies. *Applied Sciences* **2025**, *15* (14), 8082. https://doi.org/10.3390/app15148082.

[157] Nassar, Y. F.; El-Khozondar, H. J.; Fakher, M. A. The role of hybrid renewable energy systems in covering power shortages in public electricity grid: An economic, environmental and technical optimization analysis. *Journal of Energy Storage* **2025**, *108*, 115224. https://doi.org/10.1016/j.est.2024.115224.

[158] Kwon, Y.; Bae, S.; Chae, H.; Nam, Y. Economic and Performance Analysis of Ground Source Heat Pump System for High-Rise Residential Buildings Considering Practical Applications. *Energy Reports* **2023**, *10*, 4359–4373. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.10.086.

[159] Arnesson, H.; Olympios, A. V.; Harraz, A. A.; Xu, J. Comprehensive Energy, Economic, and Environmental Analysis of a Hybrid Photovoltaic–Thermal (PVT) Heat Pump System. *Energy* **2025**, *331*, 136563. https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136563.

[160] Vafaei, N.; Ribeiro, R. A.; Camarinha-Matos, L. M. Normalization techniques for multi-criteria decision making: Analytical Hierarchy Process case study. In *Technological Innovation for Cyber-Physical Systems – 7th IFIP WG 5.5/SOCOLNET Advanced Doctoral*

Conference on Computing, Electrical and Industrial Systems, DoCEIS 2016, Proceedings; Springer: New York, **2016**; *IFIP Advances in Information and Communication Technology*, 470, pp. 261–269. https://doi.org/10.1007/978-3-319-31165-4_26.

[161] Enerad.pl. Ceny prądu – Jaka jest cena za 1 kWh? Enerad.pl **2025**, https://enerad.pl/ceny-pradu/ [dostęp: 03.07.2025 r.].

[162] OptimalEnergy.pl **2025**, portal porównujący oferty energii elektrycznej, gazu, fotowoltaiki i pomp ciepła. https://optimalenergy.pl/ [dostęp: 03.07.2025 r.].

[163] GlobalPetrolPrices.com. Retail energy prices - motor fuel, electricity, and natural gas worldwide. *GlobalPetrolPrices.com* **2025**. https://www.globalpetrolprices.com/ [dostęp: 03.07.2025 r.].

[164] Polska Grupa Górnicza S.A. *PGG.pl* **2024**. https://www.pgg.pl/ [dostęp: 03.07.2025 r.].

[165] AleKotły.pl – Technika Grzewcza. *AleKotły.pl* **2025**, https://alekotly.pl/ [dostęp: 03.07.2025 r.].

[166] Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Czyste Powietrze **2025**. https://czystepowietrze.gov.pl/[dostęp: 03.07.2025 r.].

[167] Ministerstwo Finansów. Ulga termomodernizacyjna. **2025**. https://www.podatki.gov.pl/pit/ulgi-odliczenia-i-zwolnienia/ulga-termomodernizacyjna/ [dostęp: 03.07.2025 r.].

[168] Nowe Dotacje Unijne. Programy 2021-2027. *NoweDotacjeUnijne.eu* **2025**. https://nowedotacjeunijne.eu/programy-2021-2027/ [dostep: 03.07.2025 r.].

[169] Agencja Rynku Energii S.A. *Energy Market Agency ARE* **2025**. https://www.are.waw.pl/ [dostęp: 03.07.2025 r.].

[170] Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO). Prognoza kosztów wytwarzania i cen energii elektrycznej do 2040 roku. *Prognozy energetyczne* **2025**. https://ieo.pl/projekty/prognoza-cen-energii [dostęp: 03.07.2025 r.].

[171] Karmowski, Z.; Rynkowski, P. Analiza techniczno-ekonomiczna wykorzystania pomp ciepła na przykładzie wybranego obiektu. *Civil and Environmental Engineering / Budownictwo i Inżynieria Środowiska* **2010**, 1, 45–49.

[172] Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej NFOŚiGW **2025**. https://www.gov.pl/web/nfosigw [dostęp 03.07.2025 r.].

[173] Sobczyk, W.; Kowalska, A.; Sobczyk, E. J. Wykorzystanie wielokryterialnej metody AHP i macierzy Leopolda do oceny wpływu eksploatacji złóż żwirowo-piaskowych na środowisko przyrodnicze doliny Jasiołki. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* **2014**, *30* (2), 157–172. https://doi.org/10.2478/gospo-2014-0018.

[174] Rezk, H.; Olabi, A. G.; Mahmoud, M.; Wilberforce, T.; Sayed, E. T. Metaheuristics and multi-criteria decision-making for renewable energy systems: Review, progress, bibliometric analysis, and contribution to the sustainable development pillars. *Ain Shams Engineering Journal* **2024**, *15* (7), 102883. https://doi.org/10.1016/j.asej.2024.102883.

[175] Esmail, B. A.; Geneletti, D. Multi-criteria decision analysis for nature conservation: A review of 20 years of applications. *Methods in Ecology and Evolution* **2018**, *9* (1), 42–53. https://doi.org/10.1111/2041-210X.12899.

[176] Hosouli, S.; Gaikwad, N.; Qamar, S. H.; Gomes, J. Optimizing photovoltaic thermal (PVT) collector selection: A multi-criteria decision-making (MCDM) approach for renewable energy systems. *Heliyon* **2024**, *10* (6), e27605. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e27605.

Spis rysunków

Rysunek 1. Schemat postępowania w poszczególnych etapach analizy w pracy doktorskiej . 48
Rysunek 2. Schemat instalacji RESHeat (wariant I) 57
Rysunek 3. Rzut budynku B1 od strony północnej 57
Rysunek 4. Rzut budynku B1 od strony południowej 58
Rysunek 5. Schemat instalacji wariantu II 61
Rysunek 6. Charakterystyka COP pompy ciepła 75
Rysunek 7. Model instalacji z powietrzną pompą ciepła 76
Rysunek 8. T-s dla pompy ciepła z propanem 77
Rysunek 9. Wykres h-s dla pompy ciepła 78
Rysunek 10. Wykres p-h dla pompy ciepła 79
Rysunek 11. Produkcja ciepła w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 83
Rysunek 12. Produkcja energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 86
Rysunek 13. Średniomiesięczne COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 88
Rysunek 14. Bezpośrednie pokrycie zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 89
Rysunek 15. Bezpośrednie pokrycie zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 91

Rysunek 16. Porównanie produkcji ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 92
Rysunek 17. Porównanie produkcji energii elektrycznej dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 93
Rysunek 18. Porównanie zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 94
Rysunek 19. Porównanie średniego COP pompy ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 95
Rysunek 20. Wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 97
Rysunek 21. Wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 98
Rysunek 22. Wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 100
Rysunek 23. Bezpośrednie pokrycie zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 101
Rysunek 24. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 103
Rysunek 25. Porównanie produkcji ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 104
Rysunek 26. Porównanie produkcji energii elektrycznej dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 105
Rysunek 27. Porównanie zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 106
Rysunek 28. Porównanie średniego COP pompy ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 107
Rysunek 29. Wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowania na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 109
Rysunek 30. Wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 111
Rysunek 31. Średniomiesięczne COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 112

Rysunek 32. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 114
Rysunek 33. Wyniki bezpośredniego zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 115
Rysunek 34. Porównanie produkcji ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 116
Rysunek 35. Porównanie produkcji energii elektrycznej dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 117
Rysunek 36. Porównanie zużycia energii elektrycznej przez pompę ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 118
Rysunek 37. Porównanie średniego COP pompy ciepła dla wariantu I i wariantu II dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 119
Rysunek 38. Schemat etapów oceny potencjalnego wpływu na środowisko LCIA – Life Cycle Impact Assessment 133
Rysunek 39. Metoda oceny wpływu na środowisko jako zbiór kategorii wpływu 133
Rysunek 40. Strumienie elementarne (przepływy podstawowe) i strumienie wyrobów (przepływy inne, niż podstawowe) 134
Rysunek 41. Granice systemu przyjęte dla I wariantu 139
Rysunek 42. Granice systemu przyjęte dla II wariantu 139
Rysunek 43. Wyniki po etapie charakteryzowania dla pierwszego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh 149
Rysunek 44. Wyniki po etapie ważenia dla pierwszego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh [µPt] 155
Rysunek 45. Wyniki po etapie charakteryzowania dla drugiego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh [%] 159
Rysunek 46. Wyniki po etapie ważenia dla drugiego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh [µPt] 164
Rysunek 47. Analiza porównawcza wyników ważonych wariantu I i II [µPt] 167
Rysunek 48. Porównanie wyników po etapie ważenia dla czynnika R134a i propan [mPt] . 170

Spis tabel

Tabela 1. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej zeroemisyjnych systemów grzewczych 12
Tabela 2. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej gruntowych pomp ciepła (GPC) 16
Tabela 3. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej powietrznych pomp ciepła (PPC) 19
Tabela 4. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej czynników roboczych w instalacjach z pompami ciepła 21
Tabela 5. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej współczynnika efektywności pomp ciepła COP 24
Tabela 6. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej paneli fotowoltaicznych PV oraz paneli PV/T 27
Tabela 7. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury dotyczącej magazynów energii 31
Tabela 8. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury oceny energetycznej i efektywnościowej instalacji wykorzystujących różne technologie OZE 34
Tabela 9. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury analiz środowiskowych i cyklu życia (LCA) instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii 38
Tabela 10. Podsumowanie najważniejszych wniosków z przeglądu literatury analiz środowiskowych i cyklu życia (LCA) instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii 41
Tabela 11. Analiza źródeł energii instalacji RESHeat 59
Tabela 12. Rzeczywiste wyniki pracy instalacji RESHeat 60
Tabela 13. Parametry ZXM6-60 – monokrystaliczny moduł fotowoltaiczny Znshinesolar 5BB 62
Tabela 14. Parametry rur próżniowych kolektora słonecznego 67
Tabela 15. Parametry kolektora słonecznego ELFRAN revolution 67
Tabela 16. Charakterystyki COP w zależności od temperatury 74
Tabela 17. Ilość produkowanego ciepła w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowanie na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 82

Tabela 18. Wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 85
Tabela 19. Wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 87
Tabela 20. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 88
Tabela 21. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40/60°C 90
Tabela 22. Wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 96
Tabela 23. Wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 97
Tabela 24. Wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 99
Tabela 25. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 100
Tabela 26. Wyniki bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 50°C 102
Tabela 27. Wyniki produkcji ciepła w poszczególnych źródłach ciepła i zapotrzebowania na ciepło dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 108
Tabela 28. Wyniki produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach i zapotrzebowanie na energię elektryczną w pompie ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 110
Tabela 29. Wyniki średniomiesięcznego COP pompy ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 111
Tabela 30. Wyniki bezpośredniego zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną przez PV i PV/T dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 113
Tabela 31. Wyniki bezpośredniego zapotrzebowania na ciepło przez źródła ciepła dla temperatury na wyjściu pompy ciepła 40°C 114
Tabela 32. Terminologia LCA 122
Tabela 33. Kategorie wpływu na środowisko stosowane w analizie LCA 130

Tabela 34. Standardowe kategorie oddziaływania środowiskowego wraz ze wskaźnikami kategorii oraz modelami oceny wpływu na środowisko 135
Tabela 35. Lista procesów/komponentów wykorzystanych w programie SimaPro 141
Tabela 36. Bilans materiałowy dla przyjętej jednostki funkcjonalnej dla pierwszego wariantu 142
Tabela 37. Bilans materiałowy dla przyjętej jednostki funkcjonalnej dla drugiego wariantu 143
Tabela 38. Bazowe współczynniki normalizacyjne i ważone dla poszczególnych kategorii wpływu 145
Tabela 39. Wyniki po etapie charakteryzowania dla pierwszego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh. 147
Tabela 40. Wyniki po etapie ważenia dla pierwszego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh [µPt] 152
Tabela 41. Wyniki po etapie charakteryzowania dla drugiego wariantu w przeliczeniu na 1 kWh 157
Tabela 42. Wyniki po etapie ważenia dla drugiego wariantu [µPt] 162
Tabela 43. Wyniki ważone analizy LCA I i II wariantu [µPt] 165
Tabela 44. Wyniki ważone analizy LCA dla czynnika chłodniczego R134a i propanu 169
Tabela 45. Kryteria oceny jakości danych dla systemu pierwszoplanowego 174
Tabela 46. Ocena jakości danych dla systemu pierwszoplanowego 179
Tabela 47. Ocena jakości danych dla energii elektrycznej 180
Tabela 48. Koszty inwestycyjne (zakup i montaż) 183
Tabela 49. Analiza oszczędności względem innych źródeł ogrzewania 185
Tabela 50. Koszty inwestycyjne (zakup i montaż) 187
Tabela 51. Analiza oszczędności względem innych źródeł ogrzewania 188
Tabela 52. Koszty inwestycyjne dla wariantu I i wariantu II 190
Tabela 53. Koszty eksploatacyjne dla wariantu I i wariantu II 192
Tabela 54. Analiza ROI dla wariantu I i wariantu II 192
Tabela 55. Zestawienie danych wejściowych 194
Tabela 57. Wagi przypisane poszczególnym kryteriom w analizowanych scenariuszach 196
Tabela 58. Wyniki analizy MCDA 196