



Innowacyjny układ zaopatrzenia budynku w energię elektryczną, ciepło i ciepłą wodę użytkową bazujący na odnawialnych źródłach energii

Rozprawa doktorska

mgr inż. Marcin Turoń

Promotor:

dr hab. inż. Tomasz Sobota, profesor uczelni

Praca zrealizowana w ramach programu *Doktorat Wdrożeniowy*,
umowa nr *DWD/5/0032/2021*

Kraków, 2026

Publikacje i udział w konferencjach

Publikacje (opublikowanych, w trakcie recenzowania)

1. **Turoń Marcin**, Operation of a hybrid heating system based on heat pumps using a photovoltaic installation. *Archives of Thermodynamics* **2024**, 45(4), pp 153-162. doi: 10.24425/ather.2024.152004, IF: 0.8
2. **Turoń Marcin**, Study of the energy efficiency of an air to water heat pump using refrigerant R290 in a modernized single-family house from the 1980s, *Archives of Thermodynamics* (w trakcie recenzowania)

Udział w konferencjach

1. **Turoń Marcin**, Optimization of operation of building's electricity and heat supply system using renewable energy sources, *International Conference "Energy Fuels Environment (EFE2022)"*, Kraków AGH, 20-23 września 2022, międzynarodowa, referat
2. **Turoń Marcin**, Optymalizacja pracy hybrydowego systemu grzewczego opartego o pompy ciepła, z wykorzystaniem instalacji fotowoltaicznej, *VI Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna „Współczesne Technologie i Urządzenia Energetyczne”*, Kraków, 24-26 maja 2023, międzynarodowa, referat
3. **Turoń Marcin**, Study on the Energy Efficiency of an Air Source Heat Pump Based on R290 Refrigerant for a Modernized Single-Family House from the 1980s, *International Conference on Cleaner Energy Transition (ICCET)*, Politechnika Krakowska, 21–23 października 2024, międzynarodowa, poster
4. **Turoń Marcin**, Wykorzystanie pomp ciepła w zintegrowanych systemach grzewczo-chłodzących, *Odnawialne Źródła Energii – niższe koszty i bezpieczeństwo energetyczne przy korzystnych warunkach finansowania*, Mielec, 10 czerwca 2025, krajowa, referat

Spis treści

Wprowadzenie	7
1. Cel i zakres pracy	13
2. Teza	15
3. Analiza stanu zagadnienia	16
4. Stan budownictwa w Polsce	24
4.1. Budownictwo jednorodzinne	24
4.2. Budownictwo energooszczędne a obowiązujące przepisy	26
4.3. Termomodernizacja budynków.....	34
5. Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w budownictwie	35
6. Charakterystyka obiektu badań	47
7. Metodyka prowadzenia badań	62
7.1. Ogólne założenia metodyki.....	62
7.2. Metoda oceny zasadności ekonomicznej zaproponowanych rozwiązań	64
7.3. Metoda porównania pracy gruntowej i powietrznej pompy ciepła	71
7.4. Metoda oceny ekologicznej przedsięwzięcia	75
7.5. Implementacja opracowanej metodyki do oceny efektów energetycznych, ekonomicznych i ekologicznych zaproponowanych rozwiązań.....	82
7.6. Interpretacja przeprowadzonych analiz.....	150
8. Wytyczne dla projektantów instalacji sanitarnych dla budownictwa energooszczędnego	152
Podsumowanie i wnioski końcowe	162
Spis literatury	166
Spis rysunków	175
Spis tabel	180

WYKAZ SKRÓTÓW

AGGI – Roczny Indeks Gazów Ciepłarnianych (*Annual Greenhouse Gas Index*)
AR – Raport Oceniający (*Assessment Report*)
CHP – układ kogeneracyjny / skojarzony (*Combined Heat and Power*)
CO (gaz) – tlenek węgla – czad (*carbon monoxide*)
CO (ogrz.) – centralne ogrzewanie
CO₂ – dwutlenek węgla
COP – współczynnik efektywności pompy ciepła (*Coefficient of Performance*)
CWU – ciepła woda użytkowa
EK – energia końcowa
EP – nieodnawialna energia pierwotna
EU – energia użytkowa
GPC – gruntowa pompa ciepła
GUS – Główny Urząd Statystyczny
GWP – potencjał tworzenia efektu cieplarnianego (*Global Warming Potential*)
HVAC – ogrzewanie, wentylacja i klimatyzacja (*Heating, Ventilation and Air Conditioning*)
IAE – Międzynarodowa Agencja Energetyczna (*International Energy Agency*)
IPCC – Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (*Intergovernmental Panel on Climate Change*)
KOBiZE – Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
NOAA – Narodowa Administracja Oceaniczna i Atmosferyczna (*National Oceanic and Atmospheric Administration*)
ONZ – Organizacja Narodów Zjednoczonych (*United Nations*)
OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego (*Distribution System Operator*)
OZE – odnawialne źródła energii
PC – pompa ciepła
PER – odnawialna energia pierwotna (*Primary Energy Renewable*)
PJ – petadżule (*petajoules*)
PKB – produkt krajowy brutto (*Gross Domestic Product*)
PPC – powietrzna pompa ciepła
PV – fotowoltaika (*photovoltaics*)
PV-T – panel fotowoltaiczno-termiczny (*photovoltaic-thermal module*)
sCOP – sezonowy współczynnik efektywności pompy ciepła (*seasonal Coefficient of Performance*)
wi – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej
WWA – wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (*PAHs – polycyclic aromatic hydrocarbons*)
WT2021 – wymagania warunków technicznych obowiązujące od 2021 r., określone w rozporządzeniu w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, w **brzmieniu nadanym najnowszą nowelizacją: rozporządzeniem Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 9 maja 2024 r. (Dz.U. 2024 poz. 726).**

Wprowadzenie

Temat rozprawy związany jest z szeroko pojętym wykorzystaniem rozwiązań mających na celu oszczędzanie energii w budownictwie, ze szczególnym uwzględnieniem budownictwa jednorodzinnego oraz wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Pierwszym impulsem do wprowadzenia zmian w energetyce światowej stał się kryzys paliwowy, który miał miejsce w latach 70. XX wieku. Uzmysłowił on ludzkości, że paliwa kopalne kiedyś w końcu się wyczerpią, a wzrost światowego zapotrzebowania na energię, który jest nieuniknioną konsekwencją rozwoju gospodarczego sprawia, że zasoby ropy naftowej, węgla i gazu kurczą się w coraz szybszym tempie. Kolejne dekady przyniosły także inne argumenty przemawiające za potrzebą ograniczenia wykorzystania paliw kopalnych. Szacuje się, że wzrost zanieczyszczenia środowiska, spowodowany głównie przez spalanie surowców energetycznych, przyczynił się do wzrostu zapadalności populacji światowej na schorzenia układu oddechowego, takie jak astma, pylica, przewlekła obturacyjna choroba płuc, czy zapalenie oskrzeli [1], a także na raka płuc, różnego rodzaju alergie oraz choroby układu krążenia [2]. W literaturze opisuje się również związek pomiędzy ekspozycją na zanieczyszczenia a zaburzeniami funkcjonowania układu hormonalnego [3]. Coraz więcej doniesień wskazuje także na wzrost częstości zaburzeń takich jak bezpłodność, otyłość i cukrzyca [4] oraz na niekorzystny wpływ zanieczyszczeń na rozwój układu nerwowego, mogący prowadzić do niedorozwoju umysłowego u dzieci, a w późniejszym wieku do depresji [5], demencji, stanów lękowych oraz psychozy [6]. W literaturze medycznej można znaleźć również powiązania zanieczyszczenia środowiska z takimi chorobami jak autyzm, choroba Alzheimera i Parkinsona [7], retinopatia, przerost komór serca, czy przewlekłe choroby nerek [8] oraz marskość wątroby [9, 10]. Nie bez znaczenia dla zmiany kierunku rozwoju energetyki są także zmiany środowiskowe wynikające z, potęgowanego przez spalanie surowców kopalnych, efektu cieplarnianego. Analizując raporty Globalnego Laboratorium Monitorującego NOAA [11] można wyliczyć, że od 1990 roku stężenie CO₂ w ziemskiej atmosferze wzrosło o 20%, a w całej epoce industrialnej, czyli od około 1750 roku, aż o 52%. Przy czym rok 1990 jest punktem referencyjnym dla Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC), będącego globalnym organem naukowym, powołanym przez Światową Organizację Meteorologiczną i Program Środowiskowy ONZ w 1988 roku. To właśnie, przygotowany przez IPCC, Assessment Report (AR) z 1990 roku stał się dokumentem określającym swego rodzaju punkt odniesienia dla emisji gazów cieplarnianych. Po raz pierwszy został wtedy wykonany kompletny bilans emisji i stężeń gazów cieplarnianych,

dokonano też pierwszej naukowej analizy antropogenicznego wpływu na zmiany klimatu i ustalono podstawę do tworzenia prawa międzynarodowego w ochronie klimatu. W efekcie, większość międzynarodowych celów klimatycznych odnosi się właśnie do poziomu emisji z 1990 roku. Na podstawie danych NOAA oszacować można, że w wyniku wzrostu stężenia gazów cieplarnianych, od 1750 do 2023 roku, łączny efekt radiacyjny (AGGI) wzrósł o ok. $3,22 \text{ W/m}^2$, co odpowiada ok. 1,7-krotnie silniejszemu ogrzewaniu atmosfery ziemskiej obecnie, niż w epoce przedindustrialnej. Z kolei od 1990 do 2023 roku, zanotowano wzrost łącznego efektu cieplarnianego wszystkich długowiecznych gazów o 51%. Szacuje się, że wpływ działalności człowieka odpowiada zaledwie za kilka procent całkowitych emisji CO_2 rocznie, reszta zaś pochodzi z procesów naturalnych. Jednak, jak wynika z raportów Unii Europejskiej, obecnie, w skali globalnej, to głównie emisje powodowane przez człowieka przyczyniają się do wzrostu efektu cieplarnianego. Tylko w latach 1960-2020 globalne emisje CO_2 ze źródeł antropogenicznych wzrosły z 9,3 miliarda ton do 34,7 miliarda ton. Szacuje się, że emisje dwutlenku węgla powodowane przez działalność człowieka wynoszą obecnie około 10-12 miliardów ton CO_2 rocznie i choć w porównaniu z naturalną emisją na poziomie około 200-300 miliardów ton CO_2 rocznie, jest to niewielka ilość, mają one ogromny wpływ na zmiany klimatyczne, gdyż to właśnie nadmiar CO_2 , który nie jest pochłaniany przez procesy naturalne, przyczynia się do globalnego wzrostu temperatury [12].

Z raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) [13], opublikowanego w 2024 roku, wynika, że w porównaniu z rokiem 2022, w 2023 nastąpił wzrost zapotrzebowania na energię o 2,2%, co stanowi wyższy wskaźnik w porównaniu z poprzednią dekadą, gdzie wzrost ten wynosił średnio 1,3%. Zużycie energii elektrycznej wzrosło o 4,3%, zaś zużycie paliw kopalnych zwiększyło się o 1,6% dla węgla i 2% dla ropy naftowej, jedynie zużycie gazu ziemnego pozostało na podobnym poziomie. Łączne zużycie paliw kopalnych stanowiło w 2023 roku 81,5% całkowitego zużycia energii pierwotnej, co pokazuje bardzo niewielki spadek w stosunku do zużycia w roku 2022, które wynosiło 82%. W związku ze stale rosnącym zapotrzebowaniem na energię, należy liczyć się nie tylko ze zwiększeniem zanieczyszczenia środowiska, czy drastycznymi zmianami klimatu, ale także z sukcesywnym wzrostem cen energii. Aby zapobiec katastrofie na skalę globalną, zarówno w ujęciu ekologicznym, energetycznym jak i ekonomicznym, należy jak najszybciej wdrożyć działania polegające nie tylko na zastąpieniu paliw kopalnych przez alternatywne źródła energii, ale przede wszystkim szereg środków polegających na zwiększaniu efektywności wykorzystania energii. Co więcej, jedynie umiejętne połączenie wykorzystania niekonwencjonalnych źródeł

energii z poprawą efektywności jej wykorzystania, może przynieść wymierne korzyści zarówno na płaszczyźnie ekonomicznej jak i ekologicznej.

Panuje ciągle przekonanie, że największymi konsumentami energii są branża przemysłowa oraz transport, gdy tymczasem wykorzystanie energii na potrzeby ogrzewania, klimatyzacji, ciepłej wody użytkowej oraz oświetlenia budynków sięga 30%. Z danych statystycznych prezentowanych przez Główny Urząd Statystyczny [14,15], Eurostat [16] czy Europejską Agencję Energetyczną [17, 18] wynika, że w ostatnich latach, w wynik wdrożonej przez Unię Europejską transformacji energetycznej, zużycie paliw w sektorze budownictwa sukcesywnie spada. Ciągle jednak jest dużo pracy do wykonania. Ostatnie ustalenia Wspólnoty Europejskiej obligują państwa członkowskie do przejścia na gospodarkę bezemisyjną już w 2050 roku [19]. Zużycie poszczególnych surowców energetycznych w ostatnich latach także się zmienia. Wykorzystujemy coraz mniej paliw kopalnych, zaś coraz więcej energii produkujemy z wykorzystaniem OZE. Tabela 1. Przedstawia dane dotyczące produkcji energii w Polsce, w latach 2019-2023, z podziałem na paliwa kopalne i odnawialne źródła energii, z kolei w tabeli 2 przedstawiono produkcję energii z poszczególnych rodzajów paliw kopalnych, a takie same dane dla OZE przedstawiono w tabeli 3.

Tab. 1. Produkcja energii w Polsce (w PJ) w latach 2019-2023 z podziałem na źródła energii

Rok	Źródła kopalne	OZE	Inne źródła	Razem
2019	4 739,4	402,3	45,4	5 187,1
2020	4 592,4	413,9	54,2	5 060,5
2021	4 523,0	413,3	70,8	5 007,1
2022	4 457,3	425,6	103,2	4 986,1
2023	4 149,7	430,4	132,1	4 712,2

Tab. 2. Produkcja energii w Polsce (w PJ) ze źródeł kopalnych w latach 2019-2023

Rok	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Ropa naftowa	Gaz ziemny	RAZEM
2019	2 475,2	398,5	1 159,5	706,2	4 739,4
2020	2 331,5	379,8	1 167,2	713,9	4 592,4
2021	2 265,4	370,0	1 180,9	706,7	4 523,0
2022	2 250,3	354,7	1 143,8	708,5	4 457,3
2023	2 093,6	330,0	1 064,3	661,8	4 149,7

Tab. 3. Produkcja energii w Polsce (w PJ) ze źródeł odnawialnych w latach 2019-2023

Rok	Energia wiatrowa	Energia słoneczna	Biomasa	Biogaz	Energia wodna	RAZEM
2019	153,8	11,2	170,2	26,1	41,0	402,3
2020	168,2	25,8	163,7	24,6	31,6	413,9
2021	184,7	50,9	140,1	21,9	15,7	413,3
2022	203,6	89,6	100,2	20,7	11,5	425,6
2023	216,8	107,0	75,3	21,0	10,3	430,4

Dane prezentowane w powyższych tabelach jednoznacznie wskazują na sukcesywny wzrost wykorzystania energii produkowanej z OZE oraz spadek produkcji energii ze źródeł kopalnych. Wśród odnawialnych źródeł energii największy wzrost w ostatnich latach zanotowała energetyka słoneczna, stale rośnie też wykorzystanie energii wiatru. Zauważyć można również, że znaczący wzrost odnotowano w produkcji energii ze źródeł innych niż OZE i kopalne. Dzieje się tak między innymi ze względu na wzrost popularności wykorzystania odpadów do celów energetycznych. Należy również zauważyć, że na przestrzeni lat 2019-2023 produkcja energii ogółem zmalała. Zjawisko to można przypisać sukcesywnemu wdrażaniu przepisów mających na celu poprawę efektywności wykorzystania energii we wszystkich sektorach gospodarki.

Według danych statystycznych, zawartych w raporcie GUS „Energia ze źródeł odnawialnych w 2023 r.”[14], wzrost wykorzystania OZE w pozyskiwaniu energii pierwotnej w Polsce wzrósł z 19,4% w roku 2019 do 24,5% w 2023 r. Krajowe zużycie energii z OZE wzrosło o 10,7%, z 531,8 PJ w 2019 r. do 588,9 PJ w 2023 r. Z kolei końcowe zużycie energii brutto z OZE zwiększyło się w tym czasie z 493,3 PJ do 507,3 PJ. Wśród dominujących źródeł OZE w naszym kraju znalazły się w 2023 roku: biopaliwa stałe – 60,1%, energia wiatru – 15,0% oraz biopaliwa ciekłe – 7,7%. Zaobserwowano również bardzo dynamiczny rozwój energetyki słonecznej, produkcja energii w ogniwach fotowoltaicznych wzrosła ponad 15-krotnie, z 710,7 GWh w 2019 do 11 107,1 GWh w 2023. Udział OZE w wykorzystaniu energii końcowej dla elektroenergetyki wyniósł w 2023 roku 25,7%, a dla ciepłownictwa i chłodnictwa 20,3%.

Z kolei w Unii Europejskiej udział OZE, w produkcji energii pierwotnej, w okresie od 2019 do 2023 roku wzrósł z 36,8% do 43,2%. Nieco szerszy obraz sytuacji ukazuje raport Europejskiej Agencji Energetycznej [18] obrazujący zmiany w energetyce oraz szerzej traktujący temat emisji gazów cieplarnianych. Zauważyć można, że od 1990 do 2005 roku

zużycie energii w Unii Europejskiej pozostawało na względnie stabilnym poziomie, z przewagą paliw kopalnych. Mimo rosnącego apetytu na energię stan równowagi utrzymywany był poprzez sukcesywną modernizację energetyki, zwłaszcza w krajach Europy Środkowo-Wschodniej oraz poprawę efektywności energetycznej. Dzięki temu udało się częściowo zredukować emisję gazów cieplarnianych. Od 2005 roku obserwowano stopniowy spadek zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej, zwłaszcza tej pochodzącej z węgla, oraz przyspieszenie redukcji emisji gazów cieplarnianych, szczególnie w sektorze energetyki i w przemyśle. Po roku 2014 w Europie zauważyć można stopniowy, umiarkowany wzrost zapotrzebowania na energię. Jest to jednak przede wszystkim energia z OZE. Tempo spadku emisji gazów cieplarnianych niestety spowolniło aż do 2019 roku. W 2020, w wyniku pandemii COVID-19 zanotowano znaczny spadek zużycia energii, wynikający z szeregu ograniczeń gospodarczych. Zanotowano również gwałtowny spadek emisji (ok. 10%), wynikający z ograniczeń w transporcie i produkcji przemysłowej oraz spowodowany lockdownami. W 2021 zaobserwowano wzrost emisji gazów cieplarnianych, zwłaszcza w transporcie i energetyce, wynikający ze zwiększenia zapotrzebowania na energię w sektorze przemysłu i transporcie. W latach 2022-2023 odnotowano kolejny spadek zużycia paliw kopalnych, skutkujący spadkiem emisji gazów cieplarnianych o 7%. Było to możliwe dzięki dynamicznemu rozwojowi branży OZE. Największa redukcja emisji gazów cieplarnianych nastąpiła w energetyce – na przestrzeni lat 1990-2023 było to ponad 40%, w rolnictwie odnotowano redukcję emisji o ok. 20% od 1990 roku, jednak od kilkunastu lat wartości emisji utrzymują się na w miarę stałym poziomie. Przemysł również odnotował spadek emisji gazów cieplarnianych, jednak w tym przypadku redukcja wynika ze zmniejszenia produkcji, a nie tylko z przeprowadzonych modernizacji. Najbardziej problematycznym spośród sektorów gospodarki jest transport, który pomimo spadków w latach pandemii do 2023 roku zwiększył emisję gazów cieplarnianych w stosunku do roku 1990.

W kontekście poprawy efektywności energetycznej, według danych GUS zawartych w raporcie „Efektywność wykorzystania energii w latach 2012-2022” [20], energochłonność pierwotna PKB¹ zmniejszyła się o 23,5%. Z kolei wydajność energetyczna wzrosła o 35,3%, z 3,9 do 5,3 euro/kgoe². Łączna oszczędność energii w 2022 roku wyniosła 2,1 Mtoe³, z czego

¹ Energochłonność pierwotna PKB to ilość energii potrzebnej do wytworzenia jednostki PKB, uwzględniająca całą pozyskaną energię, w tym straty i przekształcenia

² kgoe - kilogram oleju ekwiwalentnego

³ Mtoe - milion ton oleju ekwiwalentnego

1,9 Mtoe w przemyśle. Do 2030 roku Polska zobowiązała się do redukcji zużycia finalnego energii o 12,8% - 8,6 Mtoe. Głównym wyzwaniem dla naszego kraju na przyszłość będzie redukcja energochłonności w gospodarstwach domowych oraz adaptacja do unijnych celów na 2030 oraz 2050 rok.

Obecny stan energetyki krajowej oraz wymogi stawiane przez Wspólnotę Europejską (WE) pokazują, że Polska ma jeszcze wiele do zrobienia. Odnawialne źródła energii mogą znacząco poprawić efekt ekologiczny wykorzystania energii i zdecydowanie ułatwić osiągnięcie neutralności energetycznej, a także przyczynić się do zmniejszenia negatywnego wpływu człowieka na ekosystem naszej planety. W tym celu konieczna jest jednak współpraca międzybranżowa na wielu poziomach. Jednym z instrumentów, ułatwiających to zadanie, mogą być wytyczne projektowe, mające ułatwić projektantom instalacji grzewczych dopasowanie układu zasilania budynku w energię, w zależności od zastosowanych rozwiązań architektonicznych. Takie wytyczne dla instalacji z pompami ciepła są integralną częścią niniejszego opracowania i stanowią wkład autora w rozwój współpracy pomiędzy branżą architektoniczną i projektantami instalacji HVAC.

1. Cel i zakres pracy

Zasadniczo praca jest poświęcona aspektom związanym z oszczędnością energii oraz wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii w celu zminimalizowania kosztów zasilania budynków w energię na potrzeby grzewcze, zmniejszenia uzależnienia od paliw kopalnych oraz minimalizacji negatywnego wpływu energetyki na środowisko przyrodnicze. Ponadto, przeprowadzono analizę dwóch typów pomp ciepła, pracujących w identycznych warunkach. Badania były podyktowane brakiem jednoznacznych informacji dotyczących pracy urządzeń. Dla jednostek pomp ciepła, wykorzystujących powietrze jako dolne źródło energii, producenci podają zupełnie inne parametry pracy niż dla pomp ciepła, pracujących z dolnym źródłem w postaci kolektorów gruntowych. Może to wprowadzać dezorientację, zarówno wśród inwestorów jak i projektantów, a co za tym idzie, prowadzić do błędnych wniosków i wyboru nieoptymalnego rozwiązania przy doborze urządzenia. Pomiary parametrów pracy urządzeń były prowadzone w okresie obejmującym trzy sezony grzewcze i po analizie zebranych danych pomiarowych wyciągnięto szereg wniosków, związanych zarówno z parametrami pracy urządzeń jak i sterowania okresami pracy, ze względu na warunki zewnętrzne, panujące w danej chwili. Obiektem badań był budynek wielofunkcyjny, podzielony na strefy o różnym przeznaczeniu. Każda ze stref została opomiarowana indywidualnie i dla każdej z nich wykonano odrębną analizę OZC, w celu ustalenia zapotrzebowania na ciepło. W pierwszym sezonie grzewczym pompy ciepła, wspomagane przez kocioł gazowy, pracowały jako źródło zasilania dla CO i CWU. Dla porównania parametrów energetycznych pomp ciepła, w drugim sezonie grzewczym, przemodelowano schemat pracy układu zasilania tak, aby obiegi grzewcze instalacji CO były zasilane (w miarę możliwości) tylko za pomocą pomp ciepła. Instalację CWU zasilono z kotła gazowego. Dane pomiarowe dostarczyły bogatego materiału do analiz, dzięki którym przygotowano między innymi wytyczne dla projektantów instalacji grzewczych z pompami ciepła. Analizy obejmowały przede wszystkim dane pomiarowe dotyczące pracy pomp ciepła: gruntowej i powietrznej, obiegow grzewczych w różnych strefach budynku oraz produkcji energii elektrycznej z instalacji PV i możliwości jej wykorzystania do zasilania pomp ciepła. Dzięki podziałowi budynku na strefy o różnym zapotrzebowaniu energetycznym, charakteryzujące się różnymi profilami zużycia energii, możliwe było przeprowadzenie analiz produkcji i rozbioru ciepła przy różnych warunkach użytkowania obiektu. Szczegółowe określenie zapotrzebowania na energię poszczególnych sekcji budynku pozwoliło na przeprowadzenie dość elastycznych analiz wariantowych. W budynku funkcjonuje 5 odrębnych obiegow CO, z których każdy zasila inną część obiektu. Każda z tych części

została przeanalizowana w Audytorze OZC oraz oddzielnie opomiarowana, zarówno pod kątem ilości zużywanej energii, jak i panujących w jej obrębie temperatur. Dzięki temu możliwe jest analizowanie pracy każdej strefy oddzielnie oraz łączenie stref w różnych konfiguracjach, dających szerokie możliwości symulacji warunków panujących w obiekcie. W budynku wyodrębnić można strefy o trzech różnych przeznaczeniach: mieszkalną, biurową i warsztatowo-magazynową. Pozwoliło to na przebadanie rozbioru energii w różnych warunkach użytkowania obiektu. Prace wykonane w ramach doktoratu miały przede wszystkim dać wytyczne do optymalnej konfiguracji systemu obejmującego pompy ciepła i instalację PV w celu zaopatrzenia budynku w CO i CWU. Przeprowadzone analizy i symulacje pozwoliły wyciągnąć szereg wniosków, które pomogły dopasować analizy teoretyczne do warunków rzeczywiście panujących w obiektach budowlanych. Badania pomogły autorowi zrozumieć korelacje pomiędzy danymi teoretycznymi, a rzeczywistymi parametrami pracy zarówno urządzeń grzewczych jak i układów zasilania poszczególnych stref budynku. Uzyskane, w wyniku analizy danych pomiarowych, informacje przyczyniły się do wzbogacenia wiedzy i doświadczenia pracowników biura projektowego i mogą, zdaniem autora, stanowić niemały wkład w ulepszenie procesu doboru instalacji grzewczych, wykorzystujących OZE, dla budynków o różnych klasach energetycznych.

2. Teza

Autor, poprzez swoją wieloletnią pracę w biurze projektowym oraz na wielu budowach, zdaje sobie sprawę z konieczności planowania rozwiązań związanych z energooszczędnością już na etapie ustaleń międzybranżowych, prowadzonych we wczesnej fazie projektowania obiektu. Często zdarzają się problemy, związane z brakiem ustaleń między architektami i projektantami instalacji dla budynku, które nie zawsze ujawniają się na etapie projektu. Część problemów pojawia się dopiero na etapie budowy, a nawet we wczesnym okresie eksploatacji budynku. Dlatego też, postawiona została teza:

Istnieje potrzeba określenia ścieżki postępowania, prowadzącej do planowania oszczędności wykorzystania energii w budownictwie, już na etapie projektowania budynku i jego instalacji.

Zdaniem Autora rozprawy, ścisła współpraca między architektem i projektantem instalacji jest koniecznym krokiem, mającym na celu dostosowanie bryły budynku do potrzeb planowanych rozwiązań energooszczędnych oraz przygotowania konkretnych rozwiązań związanych z energooszczędnością instalacji w konkretnych warunkach, zgodnych z wizją architekta. Jednym z wyników przeprowadzonych badań są wytyczne projektowe, mające na celu opracowanie ścieżki postępowania dla osoby planującej instalacje zasilające w zależności od standardu budynku z jakim ma do czynienia. Postawić należy więc kolejną tezę:

Możliwe jest przeprowadzenie doboru optymalnej konfiguracji urządzeń grzewczych, wykorzystujących OZE, która zapewni jednocześnie wysoką efektywność energetyczną oraz niskie koszty.

W tym celu należy przeprowadzić analizę energetyczną i ekonomiczną wybranych wariantów zasilania budynku w energię na potrzeby CO i CWU. Nie mniej istotnym aspektem jest przeprowadzenie analizy środowiskowej, mającej na celu oszacowanie efektu ekologicznego zastąpienia kopalnych źródeł energii instalacjami OZE, zwłaszcza w kontekście zasilania pomp ciepła prądem sieciowym i z instalacji fotowoltaicznej.

3. Analiza stanu zagadnienia

Obecnie, w Polsce, najważniejszym aktem prawnym, decydującym o warunkach projektowania, wykonawstwa i użytkowania obiektów budowlanych jest Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane [21]. Przepisy ustawy są aktualizowane na bieżąco, a jej ostatnia nowelizacja znajduje się w Dzienniku Ustaw z 2025 r. pod pozycją 418. Ustawa posiada szereg aktów wykonawczych, do których należy między innymi Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie. Ostatnią nowelizacją tego rozporządzenia, obowiązującą obecnie jest Rozporządzenie Ministra Rozwoju i technologii z dnia 9 maja 2024 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowania (Dz. U. 2024 poz. 726) [22]. W przywołanym rozporządzeniu znajdują się zapisy dotyczące m. in. wartości granicznych energii pierwotnej, jaką może wykorzystywać dany rodzaj budynku oraz parametry przenikalności przegród zewnętrznych jakie powinny posiadać obiekty budowlane. W myśl rozporządzenia, jednym z istotnych elementów budynku staje się rodzaj źródła zasilania instalacji grzewczej, gdyż determinuje on ilość nieodnawialnej energii pierwotnej wykorzystywanej w obiekcie.

Podczas gdy standardy budownictwa energooszczędnego, oparte na izolacyjności przegród budynku, bazują na wykorzystaniu energii użytkowej w obiekcie budowlanym, dla budownictwa tradycyjnego bardziej istotnym staje się wyposażenie budynku w odpowiedni układ zasilania, definiujący nakład nieodnawialnej energii pierwotnej, potrzebnej do zasilenia tego budynku. Wobec tego, powstały klasy energochłonności budynku, które są zupełnie czymś innym niż klasyfikacja dotycząca energooszczędności. Zgodnie z definicją, za budynek energooszczędny uważa się obiekt, którego straty energii, wynikające z przenikania ciepła przez przegrody zewnętrzne wraz ze stratą wentylacyjną, nie przekraczają 70 kWh na 1 m² powierzchni użytkowej w roku. Z kolei obowiązujące obecnie przepisy, zawarte w przytoczonym rozporządzeniu, wymagają, aby nowobudowany obiekt mieszkalny jednorodzinny zużywał nie więcej niż 70 kWh/(m²·rok) ale nieodnawialnej energii pierwotnej. Wśród zwykłych obywateli może to powodować niemałą dezorientację.

W budynku definiujemy trzy rodzaje energii. Energia użytkowa (EU) jest to ilość energii, którą musimy dostarczyć do pomieszczeń o regulowanej temperaturze, aby skompensować straty energetyczne wynikające z przenikania energii przez przegrody zewnętrzne oraz stratę wentylacyjną. Energia końcowa (EK), jest to ilość energii, którą musimy dostarczyć do

budynku, aby zaspokoić jego potrzeby energetyczne, uwzględniając efektywność działania poszczególnych układów zasilania budynku. Jest to więc energia brutto dostarczana do granic budynku, czyli ilość energii, za którą płaci użytkownik końcowy. Z kolei energia pierwotna (EP), jest to całkowita ilość energii nieodnawialnej, zużyta na wytworzenie i transport energii potrzebnej na zasilenie budynku. Jest to więc całość energii ze źródeł kopalnych, potrzebna do zasilania budynku w energię. W zależności od rodzaju źródła zasilania, mamy różne wartości współczynnika energii pierwotnej (tab. 4). Wobec tego, spełnienie przez konkretny obiekt budowlany wymogów, zawartych w rozporządzeniu ministra, jest uzależnione od rodzaju źródła zasilania. Przy określaniu klasy energochłonności budynku również bierzemy pod uwagę ilość nieodnawialnej energii pierwotnej, którą obiekt zużywa. Współczynniki dotyczące wykorzystania energii pierwotnej zostały zawarte w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz. U. 2015 poz. 376) [23], którego ostatnią aktualizacją jest Rozporządzenie ministra Rozwoju i Technologii z dnia 28 marca 2023 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz. U. 2023 poz. 697) [24].

Polska i inne kraje Unii Europejskiej zobowiązały się do przygotowania scenariusza energetycznego do 2050 roku, który umożliwi zrównoważoną i bezemisyjną produkcję energii. Dlatego jednym z kluczowych celów polityki energetycznej UE jest poprawa charakterystyki energetycznej zasobów budowlanych. W osiągnięciu tych celów pompy ciepła mogą odegrać zasadniczą rolę w elektryzowaniu źródeł wytwarzania ciepła i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Oczekuje się, że pompy ciepła przyniosą największe korzyści dla środowiska na rynkach energii, na których znaczny udział ma energia odnawialna, taka jak wiatr. Godnym uwagi wyzwaniem, związanym z elektryfikacją ciepła, jest przejście z ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych za pomocą konwencjonalnych technologii opartych na paliwach kopalnych na energię elektryczną. Główny problem, pojawiający się przy wykorzystaniu pomp ciepła, polega na wynikowym wskaźniku wykorzystania energii pierwotnej. Aby zastąpienie źródła ciepła wykorzystującego paliwa kopalne stało się opłacalne ekologicznie, należy je zastąpić urządzeniem, dla którego nakład energii pierwotnej będzie niższy. Z racji wysokiego współczynnika nakładu EP dla sieciowej energii elektrycznej, zastąpienie np. kotła gazowego za pomocą pompy ciepła, zasilanej z sieci elektroenergetycznej, będzie zabiegiem efektywnym ekologicznie dopiero przy średniorocznym wskaźniku efektywności urządzenia na poziomie

powyżej 2,3. W przeciwnym wypadku, przy wykorzystaniu pompy ciepła, do środowiska zostanie wyemitowana większa ilość dwutlenku węgla niż podczas ogrzewania budynku gazem ziemnym.

Tab. 4. Wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii dla systemów technicznych w_i [24]

Lp.	Sposób zasilania budynku lub części budynku w energię	Rodzaj nośnika energii lub energii	w_i
1	miejsce wytwarzania energii w budynku	olej opałowy	1.10
2		gaz ziemny	
3		gaz płynny	
4		węgiel kamienny	
5		węgiel brunatny	
6		energia słoneczna	0.00
7		energia wiatrowa	
8		energia geotermalna	
9		biomasa	0.20
10		biogaz	0.50
11	ciepło sieciowe z kogeneracji	węgiel kamienny lub gaz	0.80
12		biomasa, biogaz	0.15
13	ciepło sieciowe z ciepłowni	węgiel kamienny	1.30
14		gaz lub olej opałowy	1.20
15	sieć elektryczna systemowa	energia elektryczna	2.50

W kontekście wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w literaturze naukowej, spotkać można szerokie opisy zastosowania różnych rozwiązań, zarówno dla budownictwa jednorodzinne, jak i w budynkach wielorodzinnych, i użytku publicznego.

Kim i in. [25] przedstawili hybrydowy system solarno-geotermalnej pompy ciepła, z wykorzystaniem CO₂ jako czynnika chłodniczego, do zastosowań mieszkaniowych. Zastosowanie pompy ciepła z CO₂ pozwala na znaczące podwyższenie temperatury czynnika grzewczego, co zwiększa efektywność systemu. Sridhar i in. [26] opracowali algorytm numeryczny bazujący na inteligentnych danych pomiarowych, umożliwiający dobór hybrydowego systemu grzewczego dla zespołu budynków, zwiększający elektryfikację źródeł ciepła i poprawiający elastyczność systemu. Yao i in. [27] przeanalizowali system ogrzewania mieszkań w oparciu o pompę ciepła, z pionowym gruntowym wymiennikiem ciepła, zasilaną energią elektryczną z paneli PV-T. Wykazali, że pompa ciepła w opracowanym systemie

hybrydowym może osiągnąć współczynnik COP znacznie powyżej 7. Kazem i in. [28] wykazali, że łączne wykorzystanie instalacji PV-T do zasilania pomp ciepła może znacznie zmniejszyć zużycie energii elektrycznej w sieci. Pokazali, że połączenie instalacji PV-T z pompami ciepła pozwala znacząco zmniejszyć zużycie sieciowej energii elektrycznej, a ciepło odpadowe z PV-T zwiększa wydajność pomp ciepła.

Long i in. [29] zaproponowali połączony system ogrzewania i ciepłej wody użytkowej w oparciu o powietrzną pompę ciepła i kolektor słoneczny, osiągając znaczące oszczędności energii. Bezrodny i in. [30] wykazali, że recyrkulacja powietrza w systemach klimatyzacyjnych z pompą ciepła pozwala utrzymać komfort termiczny przy mniejszym zużyciu energii. Hanuszkiewicz-Drapała i Bury [31] przeprowadzili analizę termodynamiczną systemu z poziomym gruntowym wymiennikiem ciepła, pokazując wpływ letniego zasilania gruntu na zużycie energii elektrycznej w kolejnym sezonie grzewczym. Meles i Ryan [32] podnoszą, że pompy ciepła zasilane energią elektryczną ze źródeł odnawialnych zmniejszają emisję gazów cieplarnianych i zależność od paliw kopalnych. Ich połączenie z magazynowaniem ciepła umożliwia krótkoterminową elastyczność, przenoszenie obciążeń na okresy niskich cen i duże dostawy energii odnawialnej [33, 34]. Coraz powszechniejszym rozwiązaniem są instalacje hybrydowe wykorzystujące odnawialne źródła energii. W artykule na temat instalacji hybrydowych Sebastian Pater argumentuje, że hybrydyzacja systemów PV i pomp ciepła pozwala znacznie zwiększyć udział OZE w produkcji energii grzewczej [35], a w kolejnej pracy [36] analizuje kombinację pompy ciepła i instalacji fotowoltaicznej w budynku mieszkalnym. Yanxue Li i inni [37] przeprowadzili analizę elastyczności energetycznej i ocenę wydajności sterowania predykcyjnego (MPC) dla ogrzewania przestrzeni w domu o zerowym zużyciu nieodnawialnej energii pierwotnej. Praca koncentruje się na kompromisach między oszczędnością energii a komfortem mieszkańców. Yujin Lee i Dae Uk Shin [38] przedstawili metodę regulacji obciążenia w systemach jednoczesnego ogrzewania i chłodzenia, mającą na celu poprawę komfortu i oszczędność energii. Autorzy wykazali, że sterowanie zintegrowane poprawia wydajność systemu przy minimalnym koszcie energetycznym. Christian Natale i in. [39] przeprowadzili analizę sezonowej wydajności pompy ciepła o podwójnym źródle – gruntowym i powietrznym. Wyniki eksperymentów dynamicznych pokazują znaczące oszczędności energii i poprawę komfortu w zależności od konfiguracji źródeł ciepła. Bartosz Chwieduk i Dorota Chwieduk [40] w studium dla warunków polskich wskazali, że zasilanie pompy ciepła energią z PV, wyłącznie w sezonie grzewczym, nie przynosi dużych oszczędności energii pierwotnej z uwagi na niską zimową irradację. Autorzy podkreślają jednak, że całoroczna produkcja energii elektrycznej z PV, wraz z postępującą elektryfikacją

ogrzewnictwa, istotnie redukuje zużycie paliw kopalnych. Zheng Wang i in. [41] prowadzili badania efektywności elektryfikacji ogrzewania przestrzeni dzięki pompie ciepła zasilanej z instalacji PV. Praca wskazuje, że połączenie PV i pomp ciepła może istotnie zmniejszyć zużycie paliw kopalnych i wspiera dekarbonizację sektora mieszkaniowego. Haoran Ning i in. [42] przedstawili badania wydajności systemu kogeneracyjnego połączonego z PV-T i pompą ciepła powietrze-woda w budynkach mieszkalnych. Wyniki pokazują potencjał oszczędności energii i integracji OZE w systemach grzewczych.

Qinghua Guo i in. [43] przedstawili symulację wydajności systemu połączonego ściany solarnej i gruntowo-powietrznego wymiennika ciepła. Wyniki pokazują, że integracja technologii solarnej z gruntowym wymiennikiem ciepła zwiększa stabilność temperatury w budynku. Ian Beausoleil-Morrison i in. [44] zaprezentowali badania systemu solarno-termicznego, z sezonowym magazynem ciepła, w domu jednorodzinnym, w zimnym klimacie. Analiza bilansu energetycznego pokazuje możliwość pokrycia większości zapotrzebowania na ciepło i ciepłą wodę użytkową przy ograniczeniu paliw kopalnych. Le Chang i in. [45] prowadzili analizę system bezpośredniego ogrzewania sprzężonego z gruntowym wymiennikiem średniej głębokości i energią słoneczną. Symulacja dynamiczna ukazuje wpływ sezonowych zmian temperatury i irradacji na efektywność systemu. Xiaozhe Wang i inni [46] badali długoterminową wydajność systemu z magazynem ciepła, w odwiertach geotermalnych, połączonym z pompą ciepła i źródłem słonecznym. Wyniki pokazują poprawę efektywności energetycznej i możliwość bilansowania sezonowych wahań zapotrzebowania na ciepło. Xing Wang i in. [47] przedstawili analizę systemu hybrydowego, PV-T i multiźródłowej pompy ciepła, z magazynem ciepła fazowego. Wyniki wskazują na wysoką efektywność energetyczną i redukcję kosztów eksploatacyjnych w zimnym klimacie. Bo Dong i in. [48] zaprezentowali badania wpływu, różnych źródeł wspomagających, na dynamiczną wydajność sezonowego magazynu ciepła i systemu grzewczego. Wyniki pokazują znaczący wpływ doboru źródła wspomagającego na stabilność temperatury i efektywność energetyczną. Hyunjun Oh i in. [49] wykonali ocenę techniczno-ekonomicznej wykonalności sezonowego magazynu ciepła w ekstremalnym klimacie. Wyniki pokazują potencjał redukcji zużycia energii i emisji CO₂. Koharu Tani i in. [50] przeprowadzili badania zastosowania wymiennika ciepła z materiałem zmiennofazowym dla poprawy efektywności pomp ciepła przy częściowym obciążeniu. Wyniki pokazują wzrost COP i stabilizację temperatury systemu.

V. Amato i in. [51] analizowali możliwość przesunięcia regulacji obciążenia ogrzewania na poziom pomieszczeń. Wyniki wskazują, że sterowanie na poziomie lokalnym poprawia efektywność systemu i komfort mieszkańców. Gumo Liu i in. [52] badali możliwości

optymalizacji systemu ogrzewania promieniowego w domu o zerowym zużyciu energii pierwotnej. Symulacje dynamiczne i strategie sterowania minimalizują zużycie energii przy zachowaniu komfortu cieplnego. Jinping Li i in. [53] badali hybrydowy system MHP-PV-T z pompą ciepła o zmiennej wydajności. Inteligentne algorytmy sterowania poprawiają COP systemu i stabilizują temperaturę wewnętrzną. Eva Schito i Paolo Conti [54] ocenili potencjał oszczędności energii w systemach wentylacyjnych z wielofunkcyjnymi pompami ciepła. Wyniki wskazują na wysoką efektywność przy odpowiedniej strategii sterowania i harmonogramowaniu pracy pomp. Jian Sun i in. [55] prowadzili badania nad optymalnym sterowaniem przepływami energii w zintegrowanym systemie budynku. Integracja różnych źródeł energii i strategii sterowania pozwala na redukcję zużycia energii pierwotnej i bilansowanie obciążenia sieciowego. Itziar Martínez-de-Alegría i in. [56] analizowali zapotrzebowanie na ogrzewanie, jako wskaźnik efektywności energetycznej budynków pasywnych, pokazując znaczenie prognozowania i sterowania obciążeniem grzewczym. Marco Simonazzi i in. [57] zaprezentowali zintegrowany model energetyczny budynku w MATLAB, umożliwiający symulację sterowania i optymalizację systemów HVAC. Johan Roussel i in. [58] badali wydajność modeli AI w prognozowaniu temperatury i wspieraniu inteligentnego sterowania ogrzewaniem i chłodzeniem. Zhengen Ren [59] omówił znaczenie danych meteorologicznych w symulacjach termicznych dla poprawy sterowania i optymalizacji systemów HVAC.

Hansol Lee i Gyeong-Seok Choi [60] analizowali modernizację izolacji budynku użyteczności publicznej. Wyniki pokazują, że termomodernizacja znacząco zmniejsza zużycie energii i emisje CO₂. Jianlin Li i in. [61] prowadzili badania interakcji obciążeń budynku i reakcji termicznej gruntowych źródeł ciepła w ekstremalnie zimnym klimacie. Wyniki podkreślają znaczenie optymalizacji sterowania systemem gruntowym. A. Pacheco-Reyes i in. [62] przedstawili system poligeneracyjny bazujący na absorpcyjnej pompie ciepła i energii geotermalnej do jednoczesnej produkcji energii grzewczej, chłodniczej i ciepłej wody użytkowej. Khaled Salhein i in. [63] przedstawili przegląd systemów geotermalnych pomp ciepła, obejmujący technologie, konfiguracje, strategie sterowania i integrację z OZE. Pengying Wang i Hangyu Zhou [64] przedstawili koncepcję kaskadowego systemu absorpcyjnej pompy ciepła zintegrowanej z biomasową jednostką skojarzoną (CHP). System ten wykorzystuje różne strumienie odpadowego ciepła — m.in. z wody chłodzącej i spalin — co zwiększa efektywność odzysku ciepła. Dzięki układowi kaskadowemu możliwe jest podniesienie temperatury użytkowej przy minimalnym zużyciu energii pierwotnej i redukcji emisji CO₂. Proponowany system świetnie sprawdza się w niskoemisyjnych sieciach ciepłowniczych, przyczyniając się

do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii. Giovanni Murano i in. [65] przedstawili scenariusze instalacji pomp ciepła, we Włoszech, w celu osiągnięcia celów klimatycznych 2030. Bartłomiej Rutczyk i in. [66] publikują badania dotyczące możliwości modernizacji budynków użyteczności publicznej w kierunku neutralności klimatycznej, integrację OZE i termomodernizację. Yangyang Mao i in. [67] badali hybrydowy system powietrznej pompa ciepła z kotłem gazowym, analizując strategie sterowania i efektywność energetyczną. Jun Xu i in. [68] zaprezentowali pasywne strategie projektowe dla biurowców o niemal zerowym zużyciu energii. Christopher Tsang i in. [69] omawiają kalibrację symulacji energetycznych dla domów przygotowanych do zerowej emisji CO₂. Dejan Brkić i in. [70] analizowali wpływ topologii miast i typologii budynków na zużycie gazu ziemnego i planowanie modernizacji energetycznych.

Dorte Skaarup Østergaard i Svend Svendsen [71] w eksperymencie terenowym testowali metody symulacji ogrzewania niskotemperaturowego w istniejącym domu jednorodzinnym. Wykorzystując program symulacyjny IDA-ICE, zestawili wyniki modeli o różnym poziomie szczegółowości z danymi pomiarowymi z rzeczywistej instalacji grzewczej, co pozwoliło ocenić, jak uproszczenia wpływają na dokładność przewidywań. Autorzy wykazali, że dokładniejsze odwzorowanie charakterystyki istniejących grzejników wodnych prowadzi do lepszej zgodności pomiędzy symulacją a pomiarem, zwłaszcza w odniesieniu do temperatury powrotu, co jest kluczowe dla optymalnego projektowania niskotemperaturowych systemów grzewczych. Andrii Polyvianchuk i in. [72] przedstawili strategię etapowej modernizacji systemów grzewczych w budynkach mieszkalnych. J.E. De León-Ruiz i in. [73] badali optymalizację systemu gruntowej pompy ciepła dla ogrzewania i chłodzenia procesowego. Mariusz Jerzy Stolarski i in. [74] przeprowadzili analizę zużycia energii i kosztów w domu przez 12 lat, porównując paliwa odnawialne i kopalne. Mart van der Kam i in. [75]) badali samowystarczalność PV w kontekście zasilania pojazdów elektrycznych, pomp ciepła i magazynów energii. John Rekstad i in. [76] porównali zużycia energii w dwóch domach pasywnych, analizując wpływ różnych źródeł ciepła. Wei Han i in. [77] prezentują pomiar terenowy i symulację nowego systemu ogrzewania pasywnego i gruntowego dla tymczasowych domów prefabrykowanych. Juan Zhao i in. [78] prowadzili badanie terenowe i ocenę ekonomiczną systemów grzewczych w wiejskich domach w prowincji Shaanxi. Jeong-hwa Cho i in. [79] wykonali ocenę systemu geotermalnego z pompą ciepła pod kątem oszczędności energii w szklarni. Xi Liu i in. [80] analizowali system poligeneracyjny z magazynem energii typu Carnot dla chłodzenia, ogrzewania, energii elektrycznej i wody pitnej. Belayneh Semahegn Ayalew i Rafał Andrzejczyk [81] przygotowali przegląd magazynowania ciepła

fazowego dla systemów HVAC w Europie. Wiktor Sitek i in. [82] badali efektywność energetyczną nowoczesnych domów deweloperskich przy integracji systemów ogrzewania, wentylacji i OZE. Charikleia Karakosta i Isaak Vryzidis [83] przeprowadzili analizę efektywnych kosztowo strategii modernizacji energetycznej budynków w Grecji. Jacek Abramczyk i in. [84] przedstawili metodę automatycznego kształtowania termicznego budynków z przestrzeniami buforowymi. Adrian Trzaski i Joanna Rucińska [85] opisują integrację światła dziennego, w projektowaniu budynków, w celu poprawy efektywności energetycznej.

4. Stan budownictwa w Polsce

Według danych statystycznych w Polsce buduje się około 100 tysięcy domów jednorodzinnych rocznie. W 2023 roku do użytku oddano ponad 221 tysięcy mieszkań o łącznej powierzchni użytkowej prawie 20 milionów m². Średnia powierzchnia w domach jednorodzinnych wyniosła 130,4 m², zaś w budynkach wielorodzinnych 51,9 m² [86].

Większość budynków w Polsce nie spełnia obecnych wytycznych technicznych. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury [22] mówi o wartościach współczynnika wykorzystania energii pierwotnej, których nie powinny przekraczać nowobudowane obiekty. Wartości te zależą od rodzaju obiektu budowlanego i poza charakterystyką budynku uwzględniają również źródło zasilania oraz sprawność systemu grzewczego i dostarczania ciepłej wody użytkowej. Niestety ciągle niewiele dzieje się w kwestii poprawy parametrów energetycznych istniejących budynków. Ceny energii w ostatnim czasie rosną stosunkowo szybko, jednak ciągle nie powoduje to znaczących zmian w postrzeganiu zwiększania energooszczędności jako zabiegu sprzyjającego jednocześnie podnoszeniu efektywności ekonomicznej, energetycznej i ekologicznej. Wprawdzie Unia Europejska planuje, do 2050 roku, osiągnięcie neutralności klimatycznej, jednak na chwilę obecną, zwłaszcza ze względu na sytuację geopolityczną, stan ten może być niemożliwy do osiągnięcia w zakładanym horyzoncie czasowym.

4.1. Budownictwo jednorodzinne

W Polsce budynki jednorodzinne stanowią przeważającą część zabudowy mieszkaniowej, zarówno w miastach, jak i na wsi. W miastach są to częściej budynki w zabudowie bliźniaczej lub szeregowej, stanowiące ponad 80% budynków mieszkalnych. Z kolei na wsiach budynki jednorodzinne to 97% spotykanej zabudowy mieszkaniowej i najczęściej są to domy wolnostojące.

W ostatnich latach obserwuje się spadek liczby oddawanych do użytku domów jednorodzinnych. Deweloperzy zdecydowanie preferują budownictwo wielorodzinne, ze względu na większy zwrot z inwestycji. W ostatnich latach sektor budowlany mierzył się ze znacznym wzrostem cen materiałów budowlanych oraz działek, co również przyczyniło się do zmniejszenia liczby oddanych do użytku budynków jednorodzinnych.

Tab. 5. Wartości cząstkowe współczynnika energii pierwotnej (EP) w różnych typach budynków [22]

Rodzaj budynku	Cząstkowe wartości wskaźnika EP [kWh/(m ² ·rok)], od 31 grudnia 2020 r.*, na potrzeby:		
	ogrzewania, wentylacji i ciepłej wody użytkowej EPH+W	chłodzenia ΔEPX**	oświetlenia ΔEΠA***
Budynek mieszkalny:			
a) jednorodzinny	70	$\Delta EPX = 5 \cdot Af_c / Af$	0
b) wielorodzinny	65		
Budynek zamieszkania zbiorowego	75	$\Delta EPX = 25 \cdot Af_c / Af$	
Budynki użyteczności publicznej:			dla t ₀ < 2500
a) opieki zdrowotnej	190		25
b) pozostałe	45		dla t ₀ > 2500
Budynek gospodarczy, magazynowy i produkcyjny	90		50
* - od 1 stycznia 2019 roku dla budynków zajmowanych przez organ wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę lub organ administracji publicznej i będących jego własnością			
** - jeżeli budynek posiada instalację chłodzenia, w przeciwnym przypadku ΔEPX = 0 kWh/(m ² ·rok)			
*** - w zależności od czasu działania oświetlenia w ciągu roku t ₀ [h/rok], jeżeli należy uwzględnić oświetlenie, w przeciwnym przypadku ΔEΠA = 0 kWh/(m ² ·rok)			
Af _c - powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (chłodzona), określona zgodnie z przepisami rozporządzenia [m ²]			
Af - powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (ogrzewana i chłodzona), określona zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 15 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków [m ²]			

Budownictwo jednorodzinne to sektor, który ciągle jest najmniej obciążony przepisami dotyczącymi efektywności energetycznej oraz wykorzystania OZE. Od 2021 roku według Wytycznych Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jaki powinny podlegać budynki i ich usytuowanie, zapotrzebowanie nowego budynku jednorodzinnego na energię pierwotną, do celów ogrzewania, wentylacji i ciepłej wody użytkowej, nie może przekraczać 70 kWh/(m²·rok) (tabela 5). Wartość ta nie jest wymagana w przypadku budynków modernizowanych termicznie.

Poza wskaźnikiem zapotrzebowania na energię pierwotną (EP), istotne są również wartości przenikalności poszczególnych przegród, zwłaszcza zewnętrznych. Wartości te również znajdują się w przytoczonym rozporządzeniu (tabela 6). Podczas termomodernizacji budynku wartości przenikalności poszczególnych przegród budowlanych muszą być spełnione,

jeżeli modernizacji podlega więcej niż 20% danej przegrody. Jeżeli przegroda nie jest poddawana modernizacji, wartość współczynnika przenikania ciepła nie ma znaczenia.

Tab. 6. Wartości współczynnika przenikania ciepła dla nieprzezroczystych przegród budowlanych według Rozporządzenia [22]

Rodzaj przegrody zewnętrznej i temperatura w pomieszczeniu	Współczynnik przenikania ciepła $U_{C(max)}$ [W/(m ² ·K)] od 31 grudnia 2020 r.*
Ściany zewnętrzne:	
a) $t_i \geq 16^\circ\text{C}$	0.20
b) $8^\circ\text{C} \leq t_i \leq 16^\circ\text{C}$	0.45
c) $t_i < 8^\circ\text{C}$	0.90
Dachy, stropodachy i stropy pod nieogrzewanymi poddaszami lub nad przejazdami:	
a) $t_i \geq 16^\circ\text{C}$	0.15
b) $8^\circ\text{C} \leq t_i \leq 16^\circ\text{C}$	0.30
c) $t_i < 8^\circ\text{C}$	0.70
Podłogi na gruncie:	
a) $t_i \geq 16^\circ\text{C}$	0.30
b) $8^\circ\text{C} \leq t_i \leq 16^\circ\text{C}$	1.20
c) $t_i < 8^\circ\text{C}$	1.50
t_i - temperatura pomieszczenia ogrzewanego zgodnie z § 134 ust. 2 rozporządzenia	
* - od 1 stycznia 2019 r. w przypadku budynku zajmowanego przez organ wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę lub organ administracji publicznej i będącego jego własnością	

4.2. Budownictwo energooszczędne a obowiązujące przepisy

Nie ma w przepisach polskich jednoznacznie określonych standardów jakim powinny odpowiadać budynki energooszczędne, w tym niskoenergetyczne i pasywne. Wprowadzona w ostatnich latach klasyfikacja energetyczna budynków również niewiele ma wspólnego z klasami energooszczędności obiektów budowlanych. W celu odróżnienia jednej klasyfikacji od drugiej należy jasno określić podstawowe parametry brane pod uwagę przy ustalaniu standardów energetycznych.

Klasy energetyczne budynków, bardzo modne w ostatnim czasie, ze względu na zaostrzenie przepisów dotyczących wykorzystania energii pierwotnej, pochodzącej ze źródeł kopalnych, w ogóle nie biorą pod uwagę standardu budowlanego rozpatrywanego obiektu budowlanego. Skupiono się tutaj przede wszystkim na wykorzystaniu nieodnawialnej energii pierwotnej, co niestety niewiele mówi o energooszczędności samego budynku, a jedynie przenosi punkt ciężkości na rodzaj źródła zasilania. Nieodnawialna energia pierwotna wykorzystywana w budynku niewiele mówi o zapotrzebowaniu energetycznym wynikającym z konstrukcji

budynku i o ile w nowych budynkach należy spełnić wymogi dotyczące przenikalności cieplnej poszczególnych przegród, to w budynkach istniejących zwracanie uwagi jedynie na energię pierwotną powoduje niejednokrotnie efekt różny od zamierzonego. Wprawdzie przejście z energetyki konwencjonalnej, opartej na paliwach kopalnych, na OZE jest priorytetem polityki klimatycznej Unii Europejskiej, jednak w perspektywie ekonomicznej i energetycznej, bez jednoczesnego zastosowania zabiegów prowadzących do zdecydowanego wzrostu oszczędzania energii w ogóle, może się to okazać działaniem krótkofalowym.

Zwrócenie uwagi jedynie na aspekt energooszczędności również nie jest właściwym podejściem do budownictwa – powinno stanowić swego rodzaju bazę dla pozostałych zabiegów związanych ze zmniejszeniem wykorzystania paliw kopalnych.

Stopień energooszczędności budynku bazuje na wykorzystaniu odpowiednich materiałów oraz rozwiązań konstrukcyjnych, mających na celu zmniejszyć jednostkowe zapotrzebowanie obiektu na energię użytkową (EU). W ujęciu budynków niskoenergetycznych i pasywnych, jest to ilość energii netto, potrzebnej do utrzymania odpowiedniej temperatury w pomieszczeniach. Ilość tej energii wynika bezpośrednio ze strat ciepła przez przegrody zewnętrzne oraz straty wentylacyjnej. W tym przypadku interesuje nas tylko konstrukcja budynku, mająca na celu minimalizację zapotrzebowania na energię do celów grzewczych. W szerszym pojęciu, energię użytkową będziemy rozumieli jako ilość energii potrzebną do zaspokojenia potrzeb energetycznych budynku, a więc ogrzewania, przygotowania ciepłej wody użytkowej, czy zasilenia urządzeń i oświetlenia w budynku.

Kolejnym aspektem wykorzystania energii w budynku jest ilość energii końcowej (EK), czyli tej, za którą płaci użytkownik. Jest to ilość energii wymagana do zaspokojenia potrzeb energetycznych budynku, przy uwzględnieniu sprawności wszystkich systemów i urządzeń. Możemy ją określić jako ilość energii brutto zużywanej przez rozpatrywany obiekt budowlany. Nie uwzględnia ona rodzaju nośnika energii a jedynie sprawność urządzeń wytwórczych oraz instalacji przesyłowych znajdujących się w budynku.

Dopiero energia pierwotna (EP) uwzględnia rodzaj paliwa zasilającego analizowany obiekt. Dla instalacji zasilanych za pomocą paliw kopalnych rozporządzenie [24] przewiduje odpowiedni, dodatkowy nakład energii nieodnawialnej, potrzebny do przygotowania i transportu paliwa (tabela 4). To na tym całkowitym nakładzie energii, uwzględniającym wszystkie zastosowane rozwiązania bazuje podział budynków na klasy energetyczne. Jak łatwo zauważyć, jest to rozwiązanie obarczone sporym błędem, wynikającym ze znacznego

zróźnicowania wskaźnika w_i dla poszczególnych źródeł energii. Wystarczy bowiem słabo docieplony budynek zasilić za pomocą OZE, aby uzyskać wysoką klasę energetyczną budynku. Jest to rozwiązanie zarówno nieefektywne ekonomicznie jak i energetycznie. Choć problem ten w mniejszym stopniu dotyczy nowoprojektowanych obiektów, które muszą spełniać wymogi co do przenikalności przegród (tabela 6), jest bardzo istotny przy modernizacji starszych budynków, zwłaszcza w kontekście wszelkiego rodzaju programów dotacyjnych.

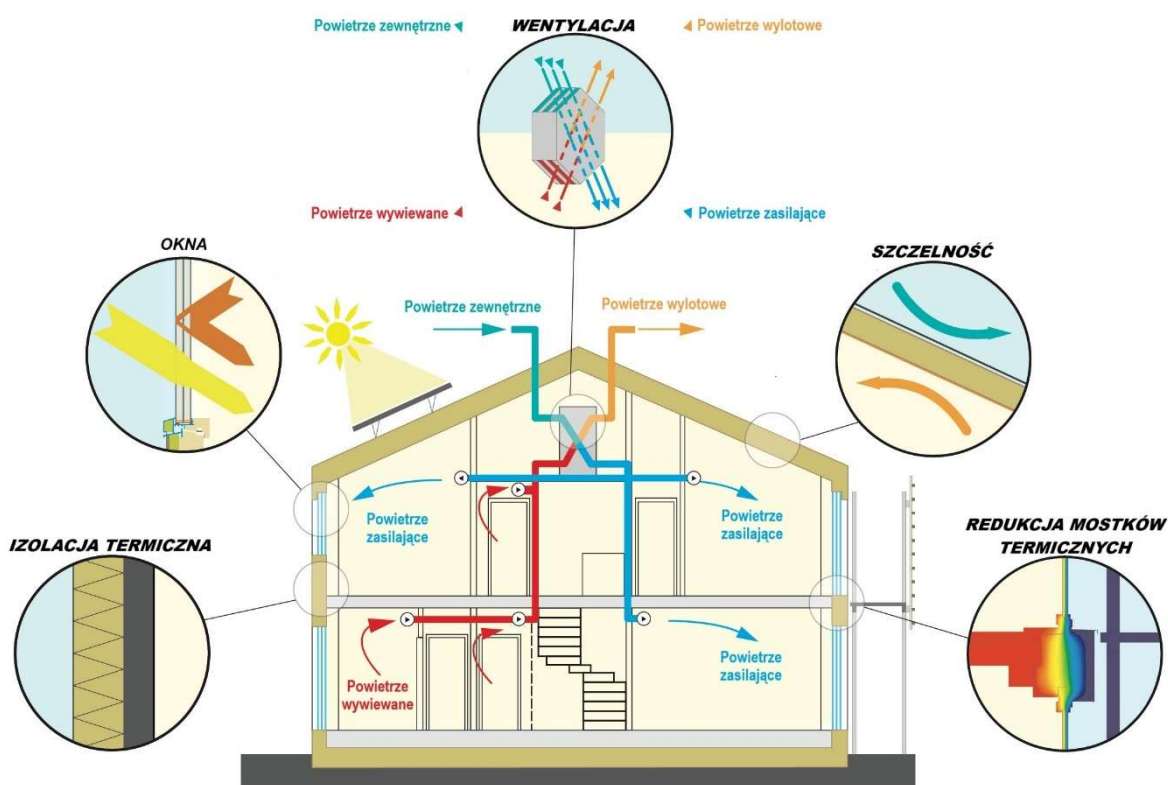
Mimo zapisów dotyczących efektywności energetycznej, klasyfikacja energetyczna budynków opisuje ilość zużywanej energii pierwotnej, co stanowi swego rodzaju błąd logiczny. Ponieważ bazowanie na samych klasach energetycznych budynków bardzo spłyca temat oszczędzania energii, przy porównywaniu obiektów budowlanych należy sięgnąć w pierwszej kolejności do klasyfikacji dotyczącej energooszczędności budynków, a dopiero później rozpatrywać wykorzystanie nieodnawialnej energii pierwotnej do jego zasilenia.

Standardowo rozróżniamy budynki nieenergooszczędne, energooszczędne, niskoenergetyczne, pasywne oraz zero energetyczne i o dodatniej charakterystyce energetycznej. Jest to ciągle klasyfikacja bardzo ogólna i bazująca na różnych kryteriach klasyfikacji. O ile łatwo sobie wyobrazić czym jest budynek nieenergooszczędny, to już trudniej zrozumieć, kiedy brak tej energooszczędności jest akceptowalny i co dla użytkownika wynika z braku podjęcia jakichkolwiek działań związanych ze zwiększeniem efektywności wykorzystania energii, a jeszcze trudniejszym zadaniem staje się znalezienie idealnego rozwiązania, prowadzącego do uzyskania optymalnych efektów przy jak najmniejszych nakładach finansowych. Te aspekty autor opisuje w kolejnych częściach pracy. Skupiając uwagę na rozwiązaniach energooszczędnych musimy się w pierwszej kolejności zastanowić, co należy rozumieć pod pojęciem budynku energooszczędnego. Niewątpliwie będzie to obiekt, który cechuje się zmniejszonym zużyciem energii w stosunku do budownictwa tradycyjnego, nieenergooszczędnego. Jeszcze kilkanaście lat temu za budynek energooszczędnym uważało się obiekt budowlany, którego jednostkowe zużycie energii użytkowej (EU) nie przekraczało $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Obecnie standardy budownictwa tradycyjnego określają maksymalną wartość energii pierwotnej (EP) dla nowego budynku na poziomie $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Zakładając jednak, że przy zastosowaniu odnawialnych źródeł energii możliwym staje się uzyskanie wskaźnika wykorzystania energii pierwotnej na poziomie niższym niż wykorzystywana w obiekcie ilość energii użytkowej, można przyjąć, że budownictwo tradycyjne, według najnowszych wytycznych technicznych niekoniecznie doszło do poziomu budownictwa energooszczędnego. Zdecydowanie konieczne jest uświadamianie, zarówno

użytkownikom, wykonawcom, jak i projektantom oraz architektom, potrzeby stosowania rozwiązań energooszczędnych na szeroką skalę. Zważywszy na aspekt ekonomiczny, dla użytkownika końcowego najważniejszą kwestią jest oszczędność energii przekładająca się bezpośrednio na obniżenie rachunków. Należy zatem zastanowić się jaki poziom energooszczędności obiektu jest optymalny w konkretnej sytuacji, a następnie dostosować do potrzeb budynku i użytkowników instalacje oraz ich źródła zasilania.

Coraz częściej architekci stawiają na rozwiązania niskoenergetyczne oraz pasywne. Istnieje wiele klasyfikacji dotyczących energooszczędności i tak np. według Stowarzyszenia Na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju dla budynku niskoenergetycznego powierzchniowy wskaźnik sezonowego zapotrzebowania na ciepło (EA) powinien mieścić się w granicach od 15 do 45 kWh/(m²·rok). Mówimy tu o energii użytkowej potrzebnej jedynie do kompensacji strat ciepła przez przenikanie oraz wentylację. Możemy pójść o krok dalej i obniżając wskaźnik EA do poziomu poniżej 15 kWh/(m²·rok) uzyskać budynek w standardzie pasywnym. Domy pasywne są najlepiej opisanym ze standardów budownictwa niskoenergetycznego. Standard pasywny został opisany przez Passivhaus Institut założony, w 1996 roku, w Darmstadt, przez Doktora Wolfganga Feista. Instytucja zatrudnia inżynierów budownictwa, fizyków, matematyków, inżynierów środowiska oraz inżynierów mechaników, prowadzących prace nad metodami wysokiefektownego wykorzystania energii. Standard pasywny jest jedynym uznawanym międzynarodowo standardem energetycznym w budownictwie, opartym na wydajności i efektywności wykorzystania energii. Według założeń Instytutu dom pasywny to standard budowlany będący jednocześnie rozwiązaniem komfortowym, energooszczędnym i przystępnym cenowo. Według szacunków oszczędność energii związanej z ogrzewaniem i chłodzeniem domu pasywnego może dochodzić nawet do 90% w stosunku do standardowych budynków. Zakłada się, że budynki tego typu zużywają mniej niż 1,5 m³ gazu ziemnego do ogrzania jednego metra kwadratowego powierzchni mieszkalnej w skali roku. Aby budynek mógł zostać uznany za dom pasywny musi oczywiście spełniać szereg kryteriów, dających możliwość certyfikacji obiektu. Przede wszystkim zapotrzebowanie energii na ogrzewanie jednego metra kwadratowego powierzchni użytkowej netto nie może w skali roku przekroczyć 15 kWh, a całkowity nakład energetyczny, wliczając odnawialną energię pierwotną (PER), czyli ilość energii wykorzystywana do wszystkich zastosowań w budynku nie może przekraczać 60 kWh/(m²·rok). Ponadto stopień szczelności przy ciśnieniu 50 Pa to maksymalnie 0,6 wymian powietrza na godzinę, a komfort cieplny we wszystkich pomieszczeniach powinien być zapewniony zarówno zimą jak i latem [87, 88].

Najważniejsze elementy budynku pasywnego (rys. 1) to izolacja termiczna przegród nieprzezroczystych, zmniejszająca współczynnik przenikalności cieplnej do poziomu nie wyższego niż $0,15 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, specjalne okna, wyposażone w niskoemisyjne szyby wypełnione gazem szlachetnym, w celu ograniczenia ilości przenoszonego ciepła, zmniejszenie migracji powietrza przez infiltrację poniżej 0,6 wymiany kubatury budynku na godzinę, wykonanie izolacji z należytą starannością, w celu eliminacji mostków cieplnych oraz montaż wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła z powietrza wywiewanego na poziomie co najmniej 75%.



Rys. 1. Zasady budowy domu pasywnego [88]

Aby we właściwy sposób dostosować standard energetyczny budynku do możliwości i potrzeb klienta, należy przeanalizować czynniki związane z ekonomiką energetyką czy wreszcie ekologią oraz obowiązujące przepisy. Budowa domu energooszczędnego czy niskoenergetycznego będzie się wiązała z dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi, co nie zawsze jest akceptowalne z uwagi na ograniczony budżet inwestora. Głównym uzasadnieniem wdrożenia zaproponowanych rozwiązań jest aspekt ekonomiczny przedsięwzięcia. W celu rozpatrzenia zasadności poszczególnych rozwiązań energooszczędnych należy więc wziąć pod uwagę co najmniej prosty okres zwrotu inwestycji w konkretne rozwiązanie. Może się bowiem

okazać, że kolejna warstwa docieplenia, ponad to, czego wymaga od nas rozporządzenie [22] będzie się zwracać prze kolejnych kilkadziesiąt lat. Wszystko zależy od cen rynkowych materiałów budowlanych oraz cen energii. Nie bez znaczenia dla opłacalności konkretnych rozwiązań zwiększających efektywność energetyczną obiektów budowlanych ma także sytuacja gospodarcza, stopień inflacji, stopa dyskontowa, szacowany wzrost cen energii w kolejnych latach, czy dostępność konkretnych paliw w danej lokalizacji.

Kolejnym krokiem, na drodze do energooszczędności, zwłaszcza w kontekście zmniejszenia wykorzystania paliw kopalnych, jest wykorzystanie specjalnych materiałów konstrukcyjnych, mających na celu magazynowanie energii słonecznej, w celu jej późniejszego wykorzystania do celów grzewczych. Są to tak zwane pasywne systemy i metody ogrzewania, służące zmaksymalizowaniu wykorzystania uzysków energii słonecznej w okresie grzewczym. Wszak energia, którą zatrzymamy w budynku jest oszczędnością na ogrzewaniu.

W pierwszej kolejności należy skupić się na wyborze odpowiednich materiałów konstrukcyjnych, które potrafią magazynować ciepło, a później oddawać je stopniowo do otoczenia. Do takich materiałów należą kamień, cegła, silikaty, czy płyty szamotowe oraz ceramika, gres czy kamień posadzkowy. Drewno, czy gazobeton będą z kolei materiałami o niskiej akumulacyjności cieplnej. Wszelkiego rodzaju elementy monolityczne wewnątrz budynku, które będą się nagrzewały od słońca, a następnie stopniowo oddawały ciepło, zdecydowanie przyczynią się do poprawy komfortu cieplnego w budynku, poprzez zmniejszenie wahań temperatury w pomieszczeniach. Powoduje to mniejsze zapotrzebowanie na energię grzewczą, a poprzez zwiększenie bezwładności cieplnej budynku, zwiększa efektywność wykorzystania energii [89].

Aby zwiększyć zdolność materiałów budowlanych do magazynowania ciepła możemy je dodatkowo pomalować na ciemniejsze kolory, wspomagające pochłanianie większych ilości promieniowania słonecznego. Można w ten sposób zwiększyć zyski ciepła nawet o 75% [90].

Kluczowe znaczenie w magazynowaniu uzysków energii w budynku będzie miało jego usytuowanie względem stron świata, osłonięcie wynikające np. z ukształtowania terenu, sąsiadującej zabudowy, czy obecności terenów zadrzewionych, a także rozplanowanie i wielkość otworów okiennych. Dla pozyskiwania jak największej ilości energii słonecznej w okresie grzewczym, największe przeszklenia powinny znajdować się od strony południowej. Ważne jest również, aby naprzeciw otworów okiennych znajdowały się przegrody akumulujące ciepło.

Dodatki specjalnych komponentów zmiennofazowych (PCM) do materiałów konstrukcyjnych dodatkowo zwiększają możliwości akumulacyjne przegród budowlanych. Analizując możliwości wykorzystania substancji w roli materiału zmiennofazowego należy wziąć pod uwagę szereg czynników. Między innymi istotne są takie parametry jak temperatura przemiany fazowej, która w przypadku zastosowań budowlanych powinna znajdować się w zakresie temperatur otoczenia, temperatury komfortu cieplnego, czy temperatury układu grzewczego w przypadku zastosowania materiału w podłodze z ogrzewaniem płaszczyznowym. Kolejnym istotnym czynnikiem jest pojemność cieplna rozpatrywanego materiału. Dla zastosowania w budownictwie powinna się ona mieścić w zakresie od ok. 100 kJ/kg dla gotowego produktu, gdzie materiał zmiennofazowy jest zamknięty w kapsułkach zatopionych w strukturze materiału budowlanego, do ok. 250 kJ/kg dla jednorodnej substancji zmiennofazowej, wypełniającej element konstrukcyjny. Zazwyczaj materiały o wyższych pojemnościach cieplnych wymagają dla przemiany fazowej wyższych temperatur i są nieprzydatne w budownictwie. Poza ciepłem przemiany fazowej istotnym parametrem jest też ciepło właściwe substancji w stanie ciekłym oraz w stanie stałym. Materiał w czasie pracy może być zarówno przegrzewany, jak i chłodzony nawet o kilkanaście stopni, co znacząco wpływa na zdolność akumulacji ciepła i oddawania energii do otoczenia. Nie bez znaczenia dla samego procesu wymiany ciepła jest też przewodność cieplna rozważanego do zastosowania materiału. Powinien on bardzo efektywnie pochłaniać i uwalniać ciepło, nawet w warunkach niewielkiej różnicy temperatur między układem a otoczeniem. W celu podniesienia przewodności cieplnej materiału można zastosować dodatki materiałów dobrze przewodzących, takich jak wióry metalowe czy grafit. Ważnym czynnikiem wpływającym na możliwość zastosowania konkretnego materiału jako akumulatora jest jego trwałość, charakteryzowana poprzez stabilność w cyklach topnienie-krzepnięcie. Dobry materiał zmiennofazowy powinien zachowywać swoje właściwości w ciągu kilkunastu tysięcy takich cykli. Niestety wiele materiałów posiadających wysoką pojemność cieplną nie spełnia właśnie tego warunku. Do równie ważnych właściwości, które materiał zmiennofazowy powinien spełniać należą także stabilność chemiczna, mała zmienność objętości podczas przemiany fazowej, kompatybilność z materiałami budowlanymi, czy niepalność i nietoksyczność. Wszystkie te parametry są kluczowe dla możliwości wykorzystania danej substancji jako magazynu energii w budownictwie.

Warto również, w kontekście energooszczędności, w budownictwie wspomnieć o typowo pasywnych systemach konstrukcyjnych służących wykorzystaniu energii słonecznej,

zarówno na potrzeby grzewcze w okresie zimowym, jak i w celach chłodzenia i wentylacji w okresie letnim. Często zapominamy o tym, że zastosowanie materiałów izolacyjnych o niskim współczynniku przenikania ciepła (U) dla przegród zewnętrznych sprzyja nie tylko zatrzymaniu ciepła w budynku w okresie grzewczym, ale także zmniejsza zapotrzebowanie na chłód w upalne dni. Mamy pięć zasadniczych elementów pasywnego projektowania słonecznego. Część z nich została już omówiona, jednak ważnym aspektem wykorzystania energii słonecznej w okresie grzewczym jest też kontrola ilości promieniowania słonecznego przedostającego się do wnętrza budynku w okresie letnim. O ile w okresie grzewczym powierzchnia przeszklona powinna być maksymalnie wyeksponowana na działanie promieniowania słonecznego w godzinach od 9.00 do 15.00, w okresie letnim chcemy utrzymać zacienienie dużych powierzchni przeszklonych w celu zapobieżenia nadmiernemu nagrzewaniu powierzchni wewnętrznych.

Innym aspektem umożliwiającym zwiększanie efektywności energetycznej i zmniejszenie wykorzystania nieodnawialnej energii pierwotnej dla potrzeb energetycznych budynków jest wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. O ile pierwsze trzy klasy energooszczędności budynków bazowały na samych własnościach konstrukcyjnych budynku, obiekty zeroenergetyczne i te o dodatnim bilansie energii, we własnym zakresie produkują energię potrzebną do ich zasilania. W takim przypadku wykorzystanie systemów energetycznych opartych na odnawialnych źródłach energii jest konieczne, przy czym możemy tu mówić o całkowitym zaspokajaniu potrzeb mieszkańców, bez dostępu do sieci elektrycznej, gazowej czy ciepłowniczej lub o bilansie energetycznym budynku, w którym energia, wyprodukowana przez zamontowane w nim instalacje, byłaby w stanie zaspokoić roczne zapotrzebowanie obiektu na energię. W pierwszym przypadku mamy do czynienia z budynkiem autonomicznym pod względem energetycznym, druga sytuacja to przykład budynku, który nadal jest uzależniony od zewnętrznych dostaw energii ale zamontowane w nim instalacje OZE wytwarzają ilość energii odpowiadającą potrzebom jego mieszkańców w skali roku. W takim przypadku sezonowe nadwyżki energii, np. z fotowoltaiki są oddawane do sieci, żeby inni konsumenci mogli z nich skorzystać, a w okresie zapotrzebowania przewyższającego chwilową produkcję, budynek pobiera energię z sieci elektroenergetycznej. Choć budynki autonomiczne są zdecydowanie najmniej uciążliwe dla środowiska, wymagają od użytkowników znacznie większej dyscypliny eksploatacyjnej. Ograniczona dostępność energii czy wody sprawia, że kontrolowanie zużycia staje się koniecznością, często uciążliwą dla domowników przyzwyczajonych do swobodnego korzystania z zasobów.

4.3. Termomodernizacja budynków

Mianem termomodernizacji budynku określić można wszelkie zabiegi, mające na celu zmniejszenie zużycia energii, zwłaszcza nieodnawialnej energii pierwotnej, a więc ogół prac związanych z dociepleniem przegród zewnętrznych, wymianą okien i drzwi zewnętrznych, ale także prace mające na celu poprawę efektywności instalacji zasilających budynek, czy zmianę źródła ciepła na bardziej ekologiczne.

W celu rozważenia, które zabiegi będą najbardziej korzystne w konkretnej sytuacji, należy przeanalizować stan budynku, a następnie przeprowadzić kalkulację korzyści wynikających z poszczególnych rozwiązań. Podstawą dla audytu będzie wykonanie charakterystyki energetycznej analizowanego obiektu, a następnie ocena dostępnych rozwiązań mających na celu zmniejszenie zapotrzebowania budynku na energię oraz poprawę efektywności jej wykorzystania. W kolejnym kroku należy rozważyć zasadność zastosowania poszczególnych rozwiązań w kontekście obowiązujących przepisów oraz pod kątem ich ekonomicznego uzasadnienia. W pierwszej kolejności należy uwzględnić zabiegi modernizacyjne, prowadzące do spełnienia aktualnych przepisów. Następnie poddaje się pod rozważenie pozostałe zabiegi modernizacyjne, wraz z wyliczeniem okresu zwrotu, przy uwzględnieniu kosztów inwestycji oraz oszczędności wynikających ze zmniejszenia opłat za energię.

O ile okres użytkowania nowowznoszonych budynków szacuje się na 50 lat, przy modernizacji obiektów istniejących należy przyjąć czas analizy w taki sposób, aby sprawdzić czy zwrot z inwestycji nastąpi np. w czasie użytkowania instalowanego źródła ciepła lub w okresie żywotności montowanej instalacji fotowoltaicznej. Racjonalizacja okresu prowadzenia analizy jest o tyle istotna, że prosty okres zwrotu, wykorzystywany do tego typu kalkulacji, w ramach audytu energetycznego, nie uwzględnia takich aspektów jak spadek wartości pieniądza w czasie czy zmiana cen energii, a co za tym idzie, nie daje pełnego obrazu rentowności inwestycji.

Od procesów termomodernizacyjnych nie wymaga się dostosowania obiektu do aktualnie obowiązujących przepisów. Jedynie przegrody zewnętrzne, poddawane procesowi docieplenia obejmującemu więcej niż 20% powierzchni, wymagają zapewnienia wskaźnika przenikalności U na poziomie określonym w rozporządzeniu (tab. 6).

5. Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w budownictwie

Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 roku, podaje definicję OZE jako: „odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerothermalną, energię geothermalną, energię hydrothermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów” [91]. Zgodnie z tą definicją, do odnawialnych źródeł energii zaliczyć należy wszystkie źródła energii pochodzenia naturalnego, których wykorzystanie nie stwarza ryzyka powstania ich trwałego deficytu. Są to więc źródła, których zasoby odnawiają się w stosunkowo krótkim czasie. Obecnie, coraz częściej za cenne źródła energii uznaje się również odpady nieorganiczne, a także ciepło odpadowe z procesów technologicznych, czy energię kinetyczną spalin. Są to źródła energii ciągle nie uwzględnione w definicji zawartej w ustawie o OZE, jednak niezaprzeczalnym faktem jest, że odnawiają się one w krótkim czasie, a ze względu na działalność człowieka powstają w regularny, stabilny sposób. Można nawet zaryzykować stwierdzenie, że przy obecnym tempie rozwoju cywilizacji energii odpadowej będzie coraz więcej, co pozwala oczekiwać, że jej źródła w przyszłości zostaną zaliczone do OZE. Z gołą inną sytuację obserwuje się w przypadku źródeł nieodnawialnych, których zasoby są eksploatowane w tempie, które nie pozwala na regenerację zasobów w adekwatnym przedziale czasowym. Są to przede wszystkim źródła kopalne, takie jak ropa, węgiel i gaz oraz uran, stanowiący podstawę rozwoju energetyki jądrowej. Zasoby tych surowców, eksploatowane od czasów rewolucji przemysłowej w XIX wieku, drastycznie się kurczą. Choć odegrały one kluczową rolę w rozwoju przemysłu, transportu i urbanizacji, przyczyniają się również do zwiększenia efektu cieplarnianego, będącego skutkiem wprowadzenia do obiegu dodatkowych, nadbilansowych ilości dwutlenku węgla. Rosnąca świadomość ekologiczna, kurczące się zapasy paliw kopalnych oraz potrzeba dekarbonizacji gospodarki skłoniły ludzkość do poszukiwania alternatywnych rozwiązań energetycznych, wśród których odnawialne źródła energii zdecydowanie wiodą prym. Przejście z energetyki opartej na źródłach kopalnych na energetykę odnawialną, choć niełatwe, może okazać się jedynym racjonalnym rozwiązaniem, zarówno ze względów ekologicznych jak i z pobudek czysto ekonomicznych. Eksploatacja paliw kopalnych staje się coraz trudniejsza, złoża łatwodostępne zostały skonsumowane w pierwszej kolejności, a dalsze pozyskiwanie węgla i paliw węglowodorowych wiąże się z drażeniem na coraz większe głębokości oraz coraz

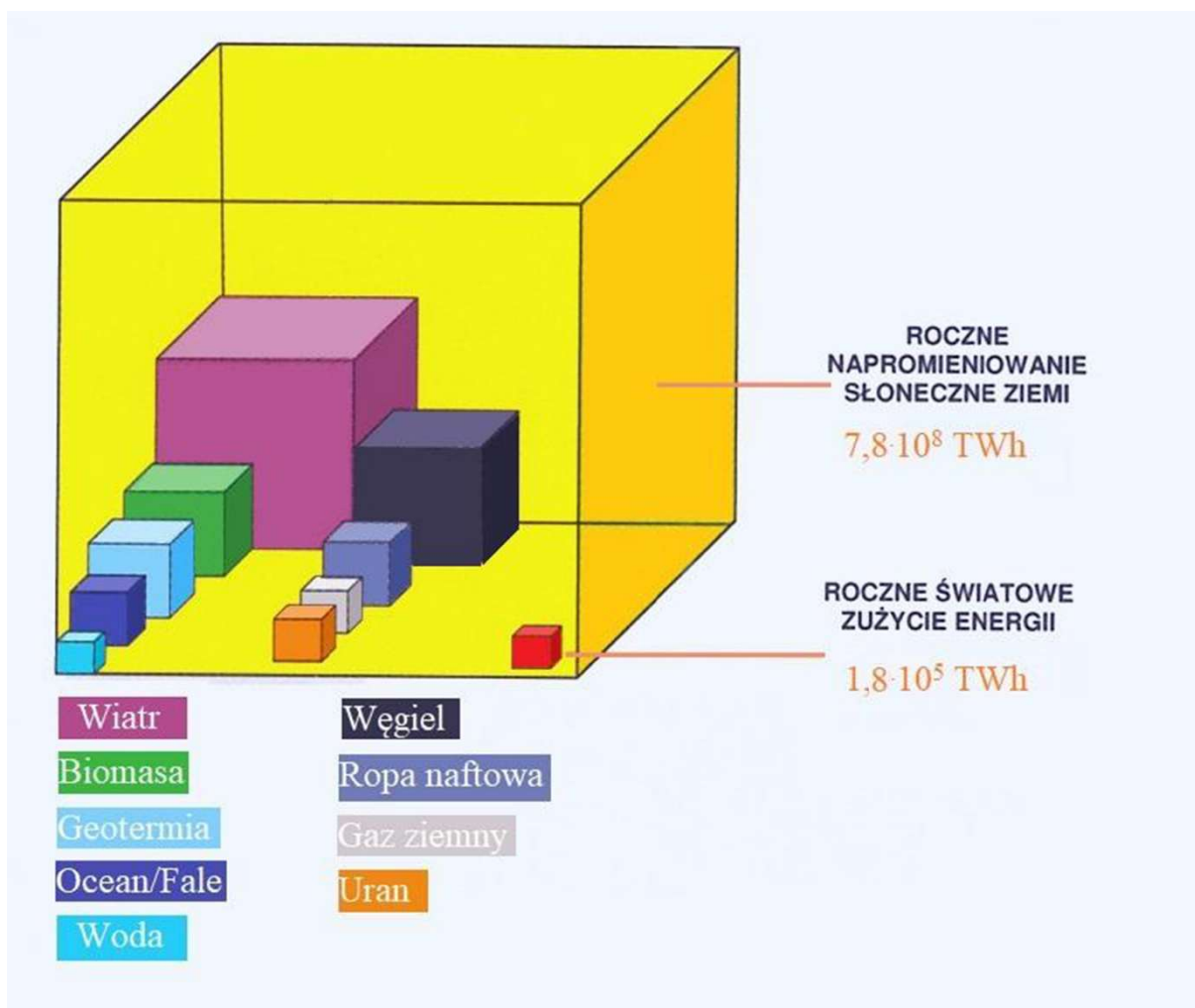
częstszym wykorzystywaniem złóż, które kiedyś uważano za nierentowne, ze względu na stosunkowo małą miąższość oraz uwarunkowania naturalne utrudniające ich eksploatację w sposób bezpieczny. Wprawdzie produkcja energii z OZE jest dość niestabilna, a główny problem stanowi dynamika zmienności warunków atmosferycznych, które są bardzo trudne do przewidzenia, jednak już obecnie doświadczamy coraz bardziej gwałtownych skutków zmian klimatycznych, m.in. huraganów, powodzi, suszy, pożarów dużych powierzchni lasów, topnienia lodowców, a także zaburzeń prądów morskich, które bez przestawienia gospodarki na bezemisyjną będą się jedynie pogłębiać. Nie możemy również zapominać o wpływie wykorzystania paliw węglowodorowych na zdrowie człowieka. Emitowane do środowiska tlenki siarki, tlenki azotu, benzo- α -piren, pyły respirabilne, czy czad powodują wiele chorób, zwłaszcza układu oddechowego. Podstawowymi instalacjami wykorzystującymi odnawialne źródła energii, które można wykorzystać bezpośrednio w budownictwie są pompy ciepła, kolektory słoneczne i fotowoltaika, przy czym rozwój tych ostatnich przyczynił się do marginalizacji wykorzystania kolektorów słonecznych w ostatnich latach. Pompy ciepła mogą wykorzystywać energię bezpośrednio z powietrza albo korzystać z ciepła ziemi. W połączeniu z instalacją fotowoltaiczną, wykorzystującą energię słoneczną, pompa ciepła może stanowić efektywne, tanie i ekologiczne źródło energii grzewczej w budynku.

Energia słoneczna

Słońce to centralna gwiazda naszego układu planetarnego, znajdującego się w jednym ze spiralnych ramion Drogi Mlecznej, około 26 000 lat świetlnych od centrum galaktyki. Układ Słoneczny krąży wokół centrum galaktyki z prędkością ok. 220-270 km/s. Odległość Ziemi od Słońca pozwala aby a powierzchni naszej planety istniały warunki pozwalające na przetrwanie życia. Na co dzień jednak niewiele osób zastanawia się co to w praktyce oznacza.

Słońce jest kulą rozgrzanego gazu o promieniu 696 000 km, której temperatura na powierzchni sięga 5 500 °C. We wnętrzu gwiazdy zachodzą stale reakcje termojądrowe, dzięki którym powstają olbrzymie ilości energii. Do górnej granicy atmosfery Ziemi dociera moc promieniowania słonecznego rzędu 173 000 TW, co odpowiada strumieniowi energii o gęstości 1366 W/m². Duża część tego promieniowania ulega odbiciu w górnych warstwach atmosfery, a także jest pochłaniana przez chmury oraz rozpraszana przez zanieczyszczenia atmosferyczne. Ostatecznie do powierzchni Ziemi rocznie dociera $7,8 \cdot 10^8$ TWh energii słonecznej, która przekracza zapotrzebowania prawie 5 000 razy. Roczny dopływ energii słonecznej do powierzchni naszej planety przekracza również sumaryczną ilość energii zgromadzonej w paliwach kopalnych. Najlepiej zależności te ukazuje diagram przedstawiony na

rys. 2., wywnioskować z niego można, że energia słoneczna jest najbardziej perspektywnym spośród wszystkich dostępnych na ziemi źródeł energii.



Rys. 2. Światowe zasoby energetyczne w porównaniu z rocznym zużyciem energii na 2022 rok
 paliwa kopalne – całkowite udokumentowane zasoby eksploatacyjne
 OZE – potencjał w skali roku

Główne bariery związane z wykorzystaniem promieniowania słonecznego wynikają przede wszystkim ze specyfiki ruchu Ziemi wokół słońca:

- 1) energia słoneczna dociera do powierzchni Ziemi jedynie w określonych porach doby, co sprawia, że jest dostępna tylko okresowo – główny problem polega na tym, że największe zapotrzebowanie na energię, zwłaszcza w budynkach mieszkalnych, pojawia się wtedy, gdy energia słoneczna jest niedostępna;
- 2) duże znaczenie, dla ilości docierającej do powierzchni Ziemi energii, ma kąt padania promieni słonecznych, co sprawia, że w naszych szerokościach geograficznych największe uzyski promieniowania słonecznego notuje się latem, w godzinach okołopołudniowych – największy problem stwarza w tym przypadku wykorzystanie energii słonecznej dla potrzeb

ogrzewania, gdyż najwięcej energii grzewczej potrzebujemy zimą, a większość produkcji ze Słońca przypada na okres letni.

Czynniki związane ze specyfiką ziemskiej atmosfery również mogą istotnie wpływać na uzyski energii słonecznej:

3) zachmurzenie także jest istotnym czynnikiem negatywnie wpływającym na produkcję energii ze słońca – im większe zachmurzenie, tym mniej promieniowania bezpośredniego, a co za tym idzie mniejsza konwersja energii słonecznej na prąd i ciepło;

4) natężenie promieniowania słonecznego, docierającego do powierzchni Ziemi, zmniejsza się też wraz ze wzrostem stężenia zanieczyszczeń atmosferycznych – widać to szczególnie w większych miastach, gdzie okresowo, z powodu zanieczyszczeń, pojawia się zjawisko smogu.

Aspektem nie do pominięcia są też bariery fizyczne, wynikające z ograniczeń konstrukcyjnych i materiałowych:

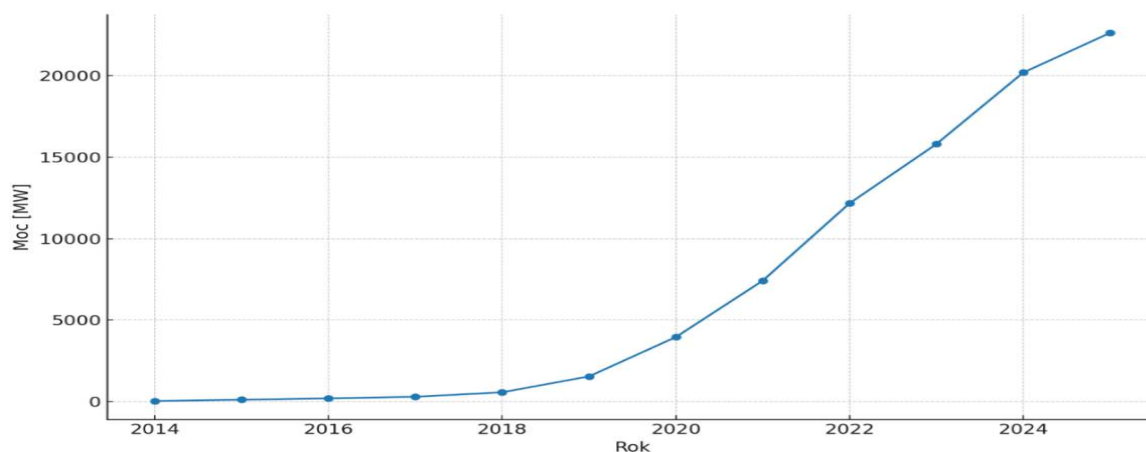
5) wykorzystanie krzemowych ogniw fotowoltaicznych wiąże się ze spadkiem sprawności konwersji energii wraz ze wzrostem temperatury ogniwa, co w polskich warunkach klimatycznych zmniejsza efektywność produkcji prądu w okresie upałów – najlepsze sprawności ogniw notuje się w mroźne słoneczne dni, jednak ilość godzin słonecznych w tym okresie roku jest zbyt mała, żeby miało to znaczący wpływ na uzyski energii;

6) moduły słoneczne mają ograniczoną sprawność konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną, która w warunkach rzeczywistych nieco przekracza 20% – wobec czego zaledwie 1/5 docierającej do ogniwa energii jest wykorzystywana do produkcji prądu.

Mimo wielu barier, pozyskiwanie energii ze Słońca niesie ze sobą wiele pozytywnych skutków. Przede wszystkim jest to źródło czystej ekologicznie energii, nie powodującej dodatkowego obciążenia dla środowiska przyrodniczego. W dodatku koszty produkcji energii ze słońca stale spadają, czego nie można powiedzieć o energii ze źródeł kopalnych, których wydobycie jest przedsięwzięciem coraz mniej rentownym. Ponadto koszt produkcji jednostki energii w systemach słonecznych jest stały i możliwy do oszacowania już na etapie budowy instalacji, z kolei ceny paliw kopalnych są niestabilne i uzależnione od wielu czynników, w tym od sytuacji geopolitycznej, która potrafi się dynamicznie zmieniać. Na przestrzeni ostatniej dekady koszty wykorzystania energii słonecznej, jak i pozostałych odnawialnych źródeł energii, spadły poniżej kosztów energii z paliw kopalnych. Główne przyczyny takiego stanu rzeczy to przede wszystkim spadek cen urządzeń do konwersji energii odnawialnej, wynikający przede wszystkim z postępu technologicznego oraz stale rosnące ceny paliw kopalnych, będące efektem coraz trudniejszych warunków eksploatacji, kurczących się zasobów surowców

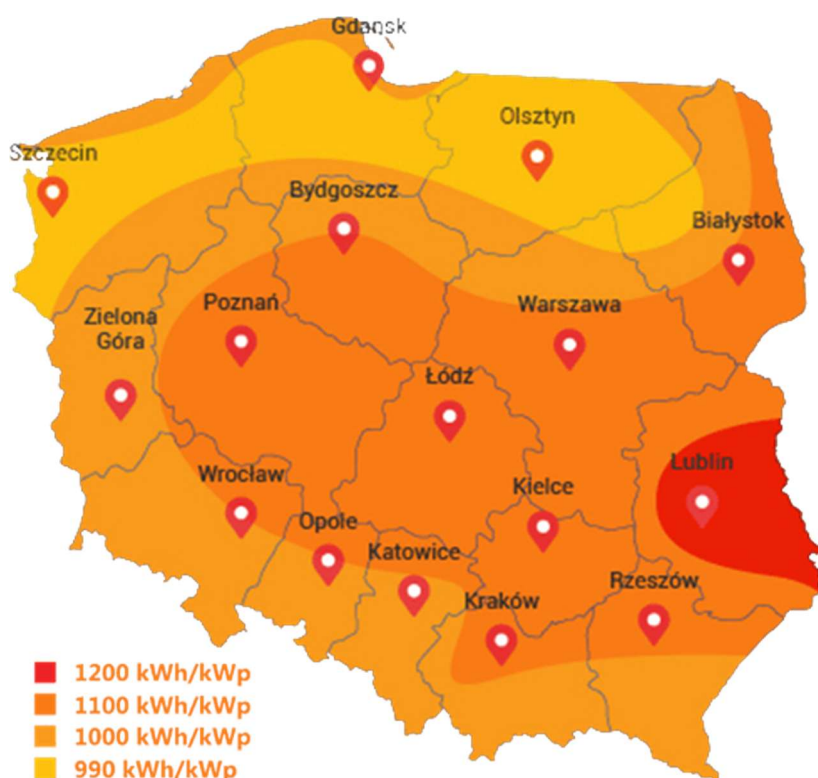
węglowodorowych, czy też konieczności przeprowadzania kosztownych modernizacji przestarzałych instalacji do produkcji energii. Ponadto, w trosce o środowisko, Unia Europejska przyjęła politykę proekologiczną, która sprzyja rozwojowi energetyki odnawialnej oraz wprowadza liczne ograniczenia dotyczące wykorzystania kopalin energetycznych, w tym kary finansowe za niewywiązywanie się z ustaleń pakietu klimatycznego.

Zasadniczo energię słoneczną w budynkach można wykorzystać na dwa sposoby: za pomocą systemów aktywnych, wykorzystujących odpowiednie urządzenia do konwersji promieniowania słonecznego lub w sposób pasywny, do ogrzewania budynków dzięki ich własnościom konstrukcyjnym. Systemy pasywne dzielimy na bezpośrednie oraz pośrednie, z kolei systemy aktywne można podzielić na te wytwarzające energię elektryczną i takie, które produkują ciepło. W celu przemiany energii promieniowania słonecznego na prąd elektryczny najczęściej wykorzystuje się moduły fotowoltaiczne oraz wieże słoneczne. W budownictwie wykorzystanie ogniw PV stało się w ostatnim czasie bardzo popularne. Moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznych w Polsce w pierwszej dekadzie XXI wieku można określić jako marginalną. Dopiero w połowie drugiej dekady zaobserwować można wzrost zainteresowania produkcją energii elektrycznej ze Słońca. Na koniec 2014 roku moc zainstalowana fotowoltaiki wynosiła zaledwie 27 MW, a w 2019 roku już 1,5 GW [92], żeby na koniec 2024 roku przekroczyć 20 GW, z czego ok. 12,1 GW to instalacje prosumenckie [93]. Zmiany mocy zainstalowanej fotowoltaiki w Polsce w latach 2014-2025 przedstawiono na rys. 3. Z danych statystycznych wynika, że tylko w ostatnich pięciu latach moc zainstalowana w fotowoltaice wzrosła w Polsce prawie 15-krotnie. Jak podaje „Rynek Elektryczny” [94], na koniec maja 2025 roku moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce przekroczyła 22,6 GW, z czego tylko 2,74 GW to elektrownie zawodowe, a pozostałe 19,9 GW to elektrownie niezależne. W stosunku do maja 2024 roku daje to wzrost o 19,6%.



Rys. 3. Zmiany mocy zainstalowanej w fotowoltaice, w Polsce – lata 2014-2025 [92, 93]

W Polsce warunki słoneczne są dość stabilne. Roczna produkcja energii z 1 kWp mocy zainstalowanej waha się nieznacznie, w zależności od regionu kraju i wynosi 990-1200 kWh.



Rys. 4. Mapa uzysków energii promieniowania słonecznego na terenie Polski w kWh na kWp zamontowanej instalacji [95]

Według danych GUS i URE, średnie zużycie energii elektrycznej w polskich gospodarstwach domowych wynosi ok. 3 000 kWh rocznie, przy czym w blokach jest to ok. 2 000 - 2 500 kWh/rok, w domach jednorodzinnych zużycie wynosi ok. 3 000 - 4 500 kWh/rok, a w przypadku wykorzystania energii elektrycznej do celów ogrzewania, przygotowania ciepłej wody użytkowej czy chłodzenia, wzrasta ono do ok. 5 000 - 7 000 kWh/rok. W praktyce oznacza to, że w polskich warunkach instalacja fotowoltaiczna o mocy ok. 5 kWp jest w stanie wyprodukować ok. 90-100% energii potrzebnej do zaspokojenia zapotrzebowania budynku jednorodzinnego na energię elektryczną. Jeżeli dodatkowo zamontujemy źródło ciepła zasilane prądem, np. pompę ciepła, rozpatrywana instalacja PV pokryje ok. 65-80% rocznego zużycia energii. Warto jednak pamiętać o tym, że w skali roku produkcja energii z fotowoltaiki nie jest stała, a największe zużycie na potrzeby grzewcze przypada w okresie najmniejszej produkcji energii w instalacji PV. Zdecydowanie korzystniej wypada bilans produkcji chłodu, którego zapotrzebowanie zbiega się w czasie z największą produkcją prądu w ogniwach słonecznych. Istotnym czynnikiem, wpływającym na ekonomiczny aspekt wykorzystania energii słonecznej do produkcji prądu jest autokonsumpcja

wyprodukowanej energii. W przeciętnym gospodarstwie domowym wynosi ona ok. 30%, jeżeli jednak instalację PV połączymy z magazynem energii, a pompę ciepła, sprzężoną z odpowiednio pojemnym buforem wody grzewczej, przesterujemy tak aby pracowała w ciągu dnia, zużycie prądu z fotowoltaiki na potrzeby własne może wynieść ponad 50%.

W ostatnich latach, przez rozwój fotowoltaiki, zmniejszyło się tempo wzrostu wykorzystania kolektorów słonecznych, które w pierwszej dekadzie XXI wieku stały się bardzo popularnym źródłem ciepła, głównie na potrzeby CWU. Aż do połowy drugiej dekady XXI wieku na rynku kolektorów słonecznych notowano stabilny wzrost, zwłaszcza dzięki programom dotacyjnym. Od 2015 zauważyć można wyraźną zmianę struktury popytu, szczególnie po 2018, kiedy instalacje fotowoltaiczne zaczęły rozwijać się dużo szybciej niż kolektory słoneczne. W 2023 roku światowy rynek kolektorów słonecznych skurczył się, notując spadek nowych instalacji o ok. 7%. Jak podaje raport Komisji Europejskiej [96] z 2022 roku, w polskich gospodarstwach wskaźnik wykorzystania kolektorów słonecznych jest bardzo niski i wynosi zaledwie ok. 1 instalację na 52 gospodarstwa domowe. Spadek cen fotowoltaiki spowodował, że obecnie montaż kolektorów słonecznych stał się mało opłacalny. Kolektory efektywnie produkują ciepło w miesiącach słonecznych, jednak zimą ich wydajność znacząco spada. Choć szacuje się, że w okresie od wiosny do jesieni, dobrze zaprojektowana instalacja kolektorów słonecznych jest w stanie wyprodukować energię, która pokryje 40-60% rocznego zapotrzebowania gospodarstwa domowego na ciepłą wodę użytkową, w sezonie grzewczym konieczne jest zastosowanie alternatywnego źródła energii na potrzeby CO i CWU. Ponadto powstające latem nadwyżki ciepła z instalacji kolektorów słonecznych trudno zagospodarować. Z kolei energia elektryczna, produkowana w ogniwach PV, jest łatwiejsza do przechowywania i wykorzystania niż ciepło. Jej nadwyżkę można wykorzystać do naładowania magazynu energii czy samochodu elektrycznego lub oddać do sieci elektroenergetycznej. W zależności od systemu rozliczenia, oddając nadwyżki energii do sieci, prosument ma do dyspozycji bezpłatny magazyn energii (net-metering), który może wykorzystać w ciągu kolejnego roku lub w depozycie prosumenckim gromadzi się kwota za sprzedaż energii po cenach rynkowych, którą w późniejszym czasie można wykorzystać do zakupu energii z sieci (net-billing). Poza tym w zimie, kiedy kolektory słoneczne nie pracują ze względu na zbyt niskie temperatury, instalacja fotowoltaiczna nadal produkuje energię i to z większą efektywnością niż w okresie letnim. Dodatkowo spadek cen komponentów instalacji PV w ostatnim piętnastoleciu spadły o ok. 80%, a programy dotacyjne, takie jak „Mój Prąd” czy ulgi termomodernizacyjne, sprawiły, że koszt jednostkowy kWh energii stał się niższy z PV niż z kolektorów słonecznych.

Geotermia i pompy ciepła

Energetyka geotermalna polega na wykorzystaniu energii ciepła Ziemi, które pochodzi w dużej mierze z rozpadu pierwiastków promieniotwórczych w skorupie ziemskiej oraz z ciepła pierwotnego, będącego pozostałością z czasów formowania się naszej planety ok. 4,5 miliarda lat temu, a także ciepła pochodzącego z procesów geologicznych, takich jak ruchy magmy w głębi ziemi, aktywność wulkaniczna, czy wzajemne oddziaływanie płyt tektonicznych. Ciepło z wnętrza ziemi, dzięki przewodnictwu cieplnemu skał i konwekcji wód geotermalnych oraz gruntowych, przenoszone jest ku powierzchni ziemi. Im głębiej wykonany odwiert, tym wyższa temperatura – średnio ok. 3°C na każde 100 metrów głębokości. Chociaż ciepło wnętrza ziemi ma duży potencjał energetyczny, do powierzchni planety dociera niewielka ilość tej energii, co utrudnia wykorzystanie ciepła bez głębokich odwiertów. Zasadniczo wyróżnia się dwa podstawowe zakresy wykorzystania energii geotermalnej:

- wysokotemperaturowy – geotermia głęboka, wykorzystywana np. w ciepłownictwie systemowym oraz do produkcji prądu;

- niskotemperaturowy – geotermia płytka, która może być wykorzystywana lokalnie.

W budownictwie jednorodinnym zastosowanie ma przede wszystkim wykorzystanie ciepła niskotemperaturowego do zasilenia pomp ciepła.

Pompy ciepła są urządzeniami korzystającymi z różnych źródeł energii. Ze względu na sposób realizacji przekazywania ciepła, możemy podzielić je na sprężarkowe, absorpcyjne, adsorpcyjne, termoelektryczne (wykorzystujące zjawisko Peltiera) ale mamy też, głównie w fazie badań i projektów, rozwiązania ejektorowe, termoakustyczne czy magnetokaloryczne [97]. Choć różnią się one od siebie budową i sposobem działania, wszystkie realizują transport ciepła ze środowiska o niższej temperaturze do środowiska o wyższej temperaturze. W większości przypadków, zwłaszcza w kontekście wykorzystania pomp ciepła w budownictwie mieszkaniowym oraz w niedużych obiektach użyteczności publicznej, mamy do czynienia z urządzeniami sprężarkowymi, zasilanymi energią elektryczną.

Bardzo istotnym elementem pracy pompy ciepła jest rodzaj dolnego źródła, czyli ośrodek z którego pompa ciepła pobiera energię [98]. Pod tym względem sprężarkowe pompy ciepła dzieli się na powietrzne, gruntowe i wodne, możemy jednak spotkać także urządzenia pracujące na cieple odpadowym (np. wykorzystanie ścieków lub zużytego powietrza wentylacyjnego). Najważniejszym parametrem dolnego źródła ciepła jest jego temperatura, która znacząco wpływa na efektywność pracy pompy ciepła.

Zazwyczaj, dla powietrznych pomp ciepła, zakres temperatur dolnego źródła, przy których urządzenie może działać efektywnie, to -15°C do $+35^{\circ}\text{C}$. Spotyka się także urządzenia, które mogą pracować przy temperaturze powietrza zewnętrznego poniżej -25°C , co jednak zdecydowanie odbija się na efektywności wytwarzania energii grzewczej oraz znacząco zmniejsza moc dyspozycyjną pompy ciepła [99]. W efekcie, przy niższych temperaturach zewnętrznych, często wymagane jest wspomaganie pracy urządzenia grzałką elektryczną lub nawet innym źródłem ciepła (tzw. źródłem szczytowym), w postaci np. kotła gazowego. Sprawia to, że powietrzne pompy ciepła rzadko pracują w systemie monowalentnym.

Gruntowe pompy ciepła najczęściej pracują z dolnym źródłem, którego zakres temperatur wynosi od -3°C do $+5^{\circ}\text{C}$. Ze względu na stosunkowo stałą temperaturę gruntu, w czasie całego roku, gruntowe pompy ciepła charakteryzują się stabilnym COP, którego wartość zależy od rodzaju gruntu oraz głębokości sond [100]. Istotnym czynnikiem współpracy pompy ciepła z wymiennikiem gruntowym jest monitorowanie temperatury gruntu oraz wpływu długotrwałego użytkowania na efektywność systemu [101].

Dla wodnych pomp ciepła, wykorzystujących podziemne ciekły wodne, temperatura dolnego źródła jest jeszcze bardziej stabilna i wynosi $8-12^{\circ}\text{C}$, co czyni to dolne źródło najbardziej stabilnym w skali roku [102]. Przy prawidłowym usytuowaniu studni, zasilającej i zrzutowej, na cieku wodnym, temperatura wody, kierowanej na wymiennik pompy ciepła, jest stała niezależnie od zapotrzebowania. Niestety jest to źródło obciążone dużym ryzykiem, związanym z możliwością zmiany gospodarki wodnej w gruncie, a w obecnej sytuacji pogłębiającego się deficytu wód gruntowych na terenie Polski, należy gruntownie przeanalizować sytuację w konkretnej lokalizacji przed rozpoczęciem realizacji inwestycji.

Ostatnim aspektem wykorzystania sprężarkowych pomp ciepła w budownictwie jest dobór górnego źródła ciepła. Najczęściej spotykanym medium jest woda grzewcza w instalacji CO lub ciepła woda użytkowa, ale możliwe jest także przekazanie energii bezpośrednio do powietrza wewnątrz ogrzewanych pomieszczeń, na przykład przez system wentylacyjny albo przez jednostki wewnętrzne systemu split.

W przypadku zasilania, za pomocą pompy ciepła, obiegów ogrzewania wodnego, należy zwrócić uwagę na temperatury zasilania. Im wyższa temperatura obiegu grzewczego, tym mniejsza efektywność pracy pompy ciepła. Należy na to zwrócić uwagę zarówno podczas projektowania układu grzewczego w nowym budynku jak i podczas wymiany źródła ciepła w istniejącym obiekcie. O ile w nowoprojektowanych budynkach można zaplanować instalacje CO i przygotować ją do pracy ze źródłem niskotemperaturowym, w budynkach istniejących nie zawsze jest taka możliwość. Jeżeli planujemy zasilenie instalacji grzewczych za pomocą pompy

ciepła, najlepszym rozwiązaniem będzie ogrzewanie podłogowe, pracujące na temperaturach zasilania poniżej 40°C. Ogrzewanie grzejnikowe, zasilane pompą ciepła, wymaga odbiorników o większej powierzchni niż ogrzewanie gazowe, olejowe czy węglowe. Jest to główny powód, który sprawia, że podczas modernizacji instalacji grzewczej, w celu zasilenia jej pompą ciepła, konieczna staje się weryfikacja mocy instalacji grzewczej przy niższej temperaturze zasilania. Temperatury zasilania, optymalne dla pracy powietrznych pompy ciepła, sięgają 55°C, zaś pompy gruntowe stabilnie pracują do temperatury rzędu 65°C. Powyżej tych wartości urządzenia nie są w stanie działać w systemie monowalentnym, bez wspomagania za pomocą grzałki elektrycznej (systemy monoenergetyczne) lub dodatkowego źródła zasilania (systemy biwalentne).

Choć pompy ciepła mogą wykorzystywać energię gruntu i wód podziemnych, które zdecydowanie należy zaliczyć do energii odnawialnych, ciężko w tym przypadku mówić o wykorzystaniu stricte energii geotermalnej. Większość odwiertów pionowych, ze względu na przepisy zawarte w ustawie Prawo geologiczne i górnicze nie przekracza głębokości 100 m. Dopiero poniżej tej głębokości całość energii pochodzi z wnętrza ziemi. Energia czerpana z płytszych warstw skorupy ziemskiej jest kombinacją energii geotermalnej i ciepła pochodzącego od Słońca, wnikaącego w głąb wraz z opadami oraz w wyniku bezpośredniego nagrzewania gruntu przez promieniowanie słoneczne. Wraz ze zwiększającą się głębokością udział energii geotermalnej rośnie, a słonecznej spada, jednak poziome gruntowe wymienniki dla pomp ciepła są posadowione na tyle płytko, że w zasadzie korzystają tylko z energii promieniowania słonecznego i wód opadowych, zaś udział energii geotermalnej jest w tym przypadku marginalny. Wodne pompy ciepła wykorzystują energię płynących wód podziemnych, znajdujących się na małych głębokościach, zazwyczaj nie przekraczających 30 m, a co za tym idzie, są w głównej mierze zasilane energią słoneczną, niesioną przez wodę opadową, wnikaącą w ziemię. Z kolei powietrzne pompy ciepła w całości są zasilane energią pochodzącą od Słońca. W skali globalnej zaledwie promil energii zgromadzonej w powietrzu pochodzi ze źródeł antropogenicznych, a większość pozostałej energii jest wynikiem zatrzymania promieniowania słonecznego przez przypowierzchniową warstwę atmosfery. Jedynie w ujęciu lokalnym zgromadzona w powietrzu energia pochodząca z procesów geologicznych oraz będąca wynikiem działalności człowieka może w znaczący sposób wpłynąć na podniesienie temperatury powietrza. Dzieje się tak np. w dużych miastach, gdzie można zaobserwować efekt miejskiej wyspy ciepła, prowadzący do podniesienia temperatury o 2÷5°C, a nocą nawet o 7÷8°C. Głównym powodem tego zjawiska jest magazynowanie ciepła przez budynki oraz powierzchnie asfaltowe i betonowe. Nie bez znaczenia są też emisje ciepła

powodowane przez silniki samochodów, klimatyzatory czy urządzenia techniczne w przedsiębiorstwach przemysłowych. Dodatkowo usunięcie roślin z przestrzeni miejskiej, poprzez zmniejszenie parowania sprawia, że otoczenie jest słabiej chłodzone, a z powietrza jest absorbowana mniejsza ilość zanieczyszczeń, zwłaszcza pyłów, które w ciągu dnia mogą wprawdzie rozpraszać promieniowanie słoneczne i w ten sposób częściowo obniżać temperaturę, jednak w nocy zwiększają zatrzymanie ciepła w warstwie przypowierzchniowej i zmniejszają dobową amplitudę temperatur.

Energia wiatru

W niektórych rejonach, gdzie warunki wiatrowe są wystarczająco sprzyjające, możliwe jest wykorzystanie małych elektrowni wiatrowych do zasilania budynków w energię elektryczną. Sprzyjające warunki wiatrowe występują zazwyczaj wtedy, kiedy warunki słoneczne są mało zadowalające. Sprawia to, że energia słoneczna i wiatrowa bardzo dobrze się uzupełniają. Uzyski energii pochodzącej od promieniowania słonecznego są największe podczas długich słonecznych dni, z kolei największe zyski energii wiatrowej obserwowane są w miesiącach zimowych. Ta właściwość czyni mikroinstalacje wiatrowe bardziej kompatybilnym źródłem energii dla pomp ciepła. Niestety, w przeciwieństwie do warunków słonecznych, energia wiatru nie jest równomiernie dostępna na terenie całego kraju, co sprawia, że jest możliwa do wykorzystania tylko w niektórych lokalizacjach. Dodatkowo w dużych aglomeracjach miejskich wykorzystanie energii wiatrowej jest mocno utrudnione przez zawirowania powietrza, wynikające z dużej szorstkości terenu. Poza tym lokalizacja instalacji badawczej w strefie oznaczonej na mapie jako obszar niesprzyjający rozwojowi energetyki wiatrowej uniemożliwia doktorantowi przeprowadzenie analizy produkcji energii elektrycznej w prosumenckiej instalacji wiatrowej. W związku z powyższym, w dalszej części opracowania autor odwołuje się jedynie do produkcji energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych, które można wykorzystać z podobną efektywnością na terenie całego kraju.

Energia biomasy

Terminem biomasy określa się materię organiczną pochodzenia roślinnego i zwierzęcego, która może być wykorzystana energetycznie. W praktyce są to uprawy roślin energetycznych, odpady rolne i leśne, pozostałości z tartaków, przemysłu meblowego, papierniczego, odpady biodegradowalne z gospodarstw domowych, a także odpady z hodowli zwierząt. Procesy technologiczne przetwarzania biomasy prowadzą do wytworzenia biopaliw, które wykorzystuje się do produkcji energii. Często terminy biomasa i biopaliwa

wykorzystywane są zamiennie, choć należałoby przyjąć, że biomasa to surowiec, a biopaliwo jest produktem gotowym do wykorzystania. Biopaliwa podzielić można na stałe (np. pellety, brykiety), ciekłe (np. bioetanol, biodiesel) i gazowe (biogaz). Wyróżnia się obecnie cztery generacje biopaliw. Biopaliwa pierwszej generacji są produktami przetwarzania roślin jadalnych, takich jak kukurydza, trzcina cukrowa, rzepak, czy owies, przez co budzą kontrowersje ze względu na konkurencję z produkcją żywności. Druga generacja biopaliw opiera się na biomacie niespożywczej, głównie pochodzącej z odpadów rolniczych, leśnych i komunalnych oraz upraw roślin energetycznych. Biopaliwa trzeciej generacji są oparte na hodowli alg, które charakteryzują się szybkim przyrostem masy i możliwością prowadzenia hodowli na nieużytkach, bez zajmowania cennych gruntów rolnych. Czwarta generacja biopaliw, znajdująca się obecnie w fazie rozwojowej, wykorzystuje z kolei technologie wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla, w celu zmniejszenia wpływu biomasy na klimat. Są to technologie, które dzięki modyfikacjom genetycznym mikroorganizmów (glony, bakterie), mające na celu bezpośrednią produkcję biopaliw z dwutlenku węgla i światła.

W budownictwie biopaliwa stosowane są głównie w celu wytwarzania ciepła poprzez wykorzystanie procesów spalania. Zwłaszcza pellety i brykiety z odpadów drzewnych i rolnych, spalane w specjalnie do tego celu przystosowanych kotłach na biomasę, zapewniają efektywne i tanie źródło energii. Z kolei biogaz pozwala na zagospodarowanie odpadów w celu wytworzenia energii elektrycznej oraz ciepła użytkowego w lokalnych elektrociepłowniach.

Niestety, mimo wielu korzyści, biopaliwa nie są w pełni ekologicznym źródłem energii. Ich spalanie, choć określane jako neutralne pod względem bilansu dwutlenku węgla, powoduje powstawanie emisji tlenków azotu i pyłów, które obniżają jakość powietrza. Ponadto uprawa roślin energetycznych wymaga zagospodarowania dużych obszarów gruntów, a także dużych nakładów wody, nawozów i środków chwastobójczych i owadobójczych, co przyczynia się do degradacji gleb i zanieczyszczenia wód. Dodatkowo, produkcja paliw pierwszej generacji, stwarza problem dotyczący konkurencji z produkcją żywności oraz wylesiania terenów pod nowe plantacje. W związku z tym, na chwilę obecną, biopaliwa nie stanowią docelowego rozwiązania w transformacji energetycznej prowadzącej do zrównoważonego rozwoju i neutralności energetyki względem środowiska. Jest to główny powód, dla którego w dalszej części rozprawy nie uwzględniono możliwości zasilenia budynków instalacjami wykorzystującymi biopaliwa.

6. Charakterystyka obiektu badań

Badania prowadzono na układzie zasilania budynku zlokalizowanego w Batowicach koło Krakowa. Jest to wielofunkcyjny obiekt dwukondygnacyjny, z częściowym podpiwniczeniem i użytkowym poddaszem w zabudowie wolnostojącej, posiadający rozbudowaną instalację hybrydową, wykorzystującą odnawialne źródła energii. Pierwsze prace, związane z generalnym remontem oraz częściową przebudową budynku przeprowadzono w 2009 roku. W pierwszej kolejności dokonano przebudowy górnej kondygnacji budynku i dobudowano klatkę schodową, a także zmodyfikowano geometrię dachu i ujednolicono stolarkę okienną. Budynek został wykonany w technologii tradycyjnej ze stropami żelbetowymi, o konstrukcji płytowo belkowej, ściany murowane, częściowo z pustaków ceramicznych, częściowo z żużłobetonowych na zaprawie cementowo-wapiennej. Dach, oparty na ściankach kolankowych oraz podciągach żelbetowych, został wykonany w konstrukcji drewnianej płatwiowo-kleszczowej, a następnie pokryty blachodachówką. Nachylenie połaci dachowych jest symetryczne i wynosi 35° . Termomodernizacja obiektu polegała na dociepleniu ścian zewnętrznych oraz poddasza dwudziestocentymetrową warstwą wełny mineralnej. Dzięki temu uzyskano współczynniki przenikania dla większości przegród zewnętrznych U na poziomie $0,16 \div 0,17 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$. Remont budynku zakończył się w 2011 roku, kiedy to powstał układ zasilania wraz z zaawansowanym systemem sterowania urządzeniami zasilającymi oraz poszczególnymi obiegami grzewczymi. W budynku zainstalowano system wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła, centrala wentylacyjna, zlokalizowana w piwnicy budynku, korzysta z czerpni ściiennej i wyrzutni terenowej. W części biurowej ogrzewanie jest realizowane przez nadmuch powietrza wentylacyjnego kratkami podłogowymi. Zestawienie podstawowych danych dotyczących budynku znajduje się w tabeli 7. W 2021 roku prowadzono prace polegające na modernizacji układu zasilania budynku.

W pierwszej kolejności przeprowadzono gruntowną analizę badanego obiektu pod względem jego zapotrzebowania na energię. Dzięki możliwościom programu obliczeniowego AudytorOZC, wykonano analizę strefową budynku. Każdy z elementów konstrukcyjnych został wprowadzony do programu indywidualnie. Na podstawie uzyskanych danych powstała charakterystyka energetyczna całego budynku oraz charakterystyki poszczególnych grup pomieszczeń. Bryła budynku w programie symulacyjnym wiernie odzwierciedla rzeczywiste parametry badanego obiektu. Rys. 5 przedstawia zdjęcie budynku od strony północno-zachodniej oraz jego bryłę w programie AudytorOZC od strony południowo-zachodniej.



Rys. 5. Analizowany budynek oraz jego wizualizacja w programie AudytorOZE

Tab. 7. Podstawowe dane dotyczące budynku

Parametry budynku	wartość
powierzchnia zabudowy	268 m ²
powierzchnia użytkowa	422 m ²
w tym: piwnice	44 m ²
parter	203 m ²
piętro	145 m ²
poddasze	30 m ²
kubatura	1760 m ³
Współczynnik przenikania ciepła dla:	
ścian zewnętrznych:	
-pustak żuźlowy	0,160 W/(m ² ·K)
-pustak max	0,162 W/(m ² ·K)
dachu	0,166 W/(m ² ·K)

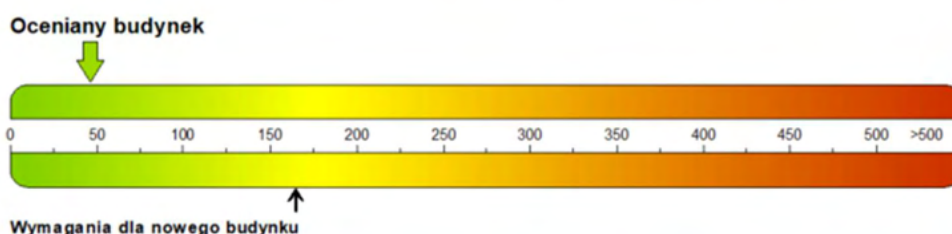
Karta świadectwa energetycznego dla wariantu zasilania budynku kotłem gazowym (50% energii) oraz gruntową pompą ciepła z instalacją PV (50%), dla całego budynku wykazuje spełnienie, aktualnych wytycznych technicznych, pod względem zapotrzebowania na energię pierwotną (rys. 6), mimo, że część przegród zewnętrznych nie spełnia warunków zawartych w obowiązujących przepisach. Przy obliczeniach świadectwa przyjęto temperatury zewnętrzne dla III strefy klimatycznej. Wewnątrz budynku temperatury obliczeniowe odpowiadają rzeczywistym wartościom utrzymywanym w pomieszczeniach – zestawiono je w tabeli 8.

RODZAJ BUDYNKU ¹⁾	Użyteczności publicznej
PRZEZNACZENIE BUDYNKU ²⁾	Biurowy lub adm.
ADRES BUDYNKU	Batowice, ul. Akacjowa 18, 32-086 Batowice
ROK ODDANIA DO UŻYTKOWANIA BUDYNKU ³⁾	2009
METODA OBLICZANIA CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ ⁴⁾	Metoda obliczeniowa
POWIERZCHNIA POMIESZCZEŃ O REGULOWANEJ TEMPERATURZE POWIETRZA (POWIERZCHNIA OGRZEWANIA LUB CHŁODZONA) A _f [m ²] ⁵⁾	442.22
POWIERZCHNIA UŻYTKOWA [m ²]	442.22
STACJA METEOROLOGICZNA, WEDŁUG KTÓREJ DANYCH OBLICZANA JEST CHARAKTERYSTYKA ENERGETYCZNA ⁷⁾	Kraków Balice

OCENA CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ BUDYNKU ⁸⁾

WSKAŹNIK CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ	OCENIANY BUDYNEK	WYMAGANIA DLA NOWEGO BUDYNKU WEDŁUG PRZEPISÓW TECHNICZNO-BUDOWLANYCH
WSKAŹNIK ROCZNEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ UŻYTKOWĄ	EU = 66.4 kWh/(m ² ·rok)	
WSKAŹNIK ROCZNEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ KOŃCOWĄ ⁹⁾	EK = 84.5 kWh/(m ² ·rok)	
WSKAŹNIK ROCZNEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA NIEODNAWIALNĄ ENERGIĘ PIERWOTNĄ ⁹⁾	EP = 47.0 kWh/(m ² ·rok)	EP = 165.0 kWh/(m ² ·rok)
JEDNOSTKOWA WIELKOŚĆ EMISJI CO ₂	E _{CO2} = 0.009 t CO ₂ /(m ² ·rok)	
UDZIAŁ ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W ROCZNYM ZAPOTRZEBOWANIU NA ENERGIĘ KOŃCOWĄ	U _{OZE} = 52.2 %	

WSKAŹNIK ROCZNEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA NIEODNAWIALNĄ ENERGIĘ PIERWOTNĄ EP [kWh/(m²·rok)]



Rys. 6. Świadectwo charakterystyki energetycznej analizowanego obiektu

Tab. 8. Temperatury projektowe

Dane projektowe	wartość
temperatura zewnętrzna	-20 °C
średnioroczna temperatura zewnętrzna	7.6 °C
temperatura w pomieszczeniach	
piwnice	16 °C
hala magazynowa	19 °C
pokoje	20 °C
biuro	20 °C
łazienki	24 °C

Przedstawiona analiza została wykonana dla konfiguracji układu grzewczego, bez powietrznej pompy ciepła, który wymuszał większy udział kotła gazowego w produkcji energii grzewczej na potrzeby CO. Obecnie obiegi centralnego ogrzewania w budynku są zasilane, przez większość okresu grzewczego, za pomocą pomp ciepła, a kocioł gazowy jest wykorzystywany głównie do przygotowania ciepłej wody użytkowej, kiedy kolektory słoneczne nie są w stanie zaspokoić zapotrzebowania budynku. Ilość energii elektrycznej wytwarzana przez instalację PV w pełni pokrywa zapotrzebowanie budynku związane

z zasilaniem pomp ciepła, a z racji funkcjonującego dla obiektu rozliczenia net-bilingiem można traktować sieć jako bezpłatny magazyn energii ze sprawnością roczną wynoszącą 80%.

Obecnie w obiekcie zamontowane są źródła ciepła, współpracujące ze sobą w ramach jednego układu zasilania. Głównymi urządzeniami grzewczymi dla instalacji centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej są dwie pompy ciepła. Pierwsza z nich to gruntowa pompa ciepła (GPC) firmy Vaillant, zainstalowana w 2011 roku. Drugie urządzenie to powietrzna pompa ciepła (PPC) firmy Viessmann, pracująca w obiekcie od września 2022 roku. Porównanie parametrów obydwu urządzeń przedstawiono w tabeli 9. Dla GPC oznaczenie B0/W35 oznacza, że temperatura solanki na zasilaniu wynosi 0°C, a temperatura wody zasilającej obiegi grzewcze to 35°C. Z kolei dla PPC oznaczenie A-7/W55 oznacza, że temperatura dolnego źródła (powietrza zewnętrznego) wynosi -7°C, zaś woda zasilająca obiegi grzewcze ma temperaturę 55°C. Ponadto w skład układu zasilania wchodzi kominiek z płaszczem wodnym oraz kondensacyjny kocioł gazowy, pełniący rolę źródła szczytowego.

Tab. 9. Parametry techniczne pomp ciepła

Parametr	Vaillant geoTHERM plus VWS 104/2	Viessmann Vitocal 151.A16
Rodzaj pompy	gruntowa (solanka–woda)	powietrzna (powietrze–woda)
Moc grzewcza	B0/W35: 10,4 kW B0/W55: 10,4 kW B5/W55: 11,0 kW	A7/W35: 16,0 kW A7/W55: 8,49 kW A-7/W35: 12,4 kW A-7/W55: 11,6 kW
COP	B0/W35: 4,4 B0/W55: 3,2 B5/W55: 3,2	A7/W35: 4,9 A7/W55: 2,9 A-7/W35: 2,8 A-7/W55: 2,6
Czynnik chłodniczy	R407C	R290 (propan)
Ilość czynnika	2,05 kg	2,0 kg
Moc grzałki elektrycznej	6 kW	6 kW
Dolne źródło ciepła	pionowe sondy gruntowe (3 × 70 m)	powietrze zewnętrzne

Poza urządzeniami, zasilającymi układ grzewczy, instalacja wyposażona jest w kolektory słoneczne próżniowo-rurowe, służące do podgrzewania ciepłej wody użytkowej oraz instalację fotowoltaiczną (PV) o mocy 9,6 kWp, współpracującą z siecią elektroenergetyczną na zasadach rozliczenia prosumenckiego net-metering. Oznacza to, że za każdą, oddaną do sieci, kilowatogodzinę energii, wyprodukowanej przez instalację PV, w ciągu kolejnego roku kalendarzowego można bezkosztowo odebrać z sieci 0,8 kWh energii elektrycznej. Dzięki takiemu bilansowi sieć stanowi magazyn energii o sprawności wynoszącej

80%. Jest to rozwiązanie bardzo korzystne dla instalacji z pompą ciepła. Z racji tego, że największe zapotrzebowanie, na energię elektryczną dla zasilania pompy ciepła, występuje w okresie zimowym, kiedy instalacja fotowoltaiczna produkuje niewiele energii, przesunięcie czasu wykorzystania letniej nadprodukcji prądu z fotowoltaiki poprawia bilans ekonomiczny, ekologiczny i energetyczny wykorzystania pompy ciepła. Układ zasilania obiektu posiada zbiornik akumulacyjny dla centralnego ogrzewania o pojemności 1500 litrów oraz bufor ciepłej wody użytkowej o pojemności 800 litrów. W ramach rozpatrywanego budynku wyszczególniono kilka stref, odpowiadających oddzielnym obiegom grzewczym, z których każdy został opomiarowany indywidualnie. Tak skonstruowany układ zasilania budynku jest bardzo elastyczny pod względem prowadzenia prac badawczych. Zarówno poszczególne źródła energii jak i układy zasilania można rozpatrywać w dowolnych konfiguracjach, symulując pracę obiektów o różnym zapotrzebowaniu energetycznym.

Układ pomiarowo-sterujący systemu zasilania budynku pozwala na zarządzanie pracą instalacji w sposób zdalny. Każdy z elementów układu posiada czujniki pomiarowe, pozwalające na rozpatrywanie poszczególnych stref budynku jako odrębnych obiektów. Układ pomiarowy pozwala również na dowolną konfigurację układu zasilania poprzez włączanie lub wyłączanie poszczególnych urządzeń zasilających oraz analizę danych dotyczących wykorzystania i produkcji energii przez każde urządzenie oddzielnie. Wszystkie elementy układu produkcji i dystrybucji energii w budynku zostały zintegrowane za pomocą jednego systemu, pozwalającego na sterowanie pracą poszczególnych elementów układu. Poza tym możliwa jest obserwacja parametrów pracy układu w czasie rzeczywistym, a także archiwizacja danych pomiarowych oraz ich późniejsza analiza.

Do pomiaru temperatur w instalacji służą czujniki Pt1000, o klasie dokładności A, według normy PN-EN 60751:2009. Zakres pracy czujników temperatury wynosi od -50°C do $+180^{\circ}\text{C}$, z maksymalną odchyłką na poziomie $\pm 0,51^{\circ}\text{C}$. Ponieważ w praktyce większość pomiarów prowadzonych w przypadku tego konkretnego układu mieści się w granicach -20°C do $+90^{\circ}\text{C}$, można przyjąć odchyłkę temperatury na poziomie $\pm 0,33^{\circ}\text{C}$.

Do pomiaru natężenia przepływu medium grzewczego, w poszczególnych obiegach centralnego ogrzewania, wykorzystano suchobieżne, jednostrumienicowe wodomierze wirnikowe, GDS5 firmy BMETERS. Urządzenia wyposażone w nadajniki impulsów elektrycznych, przystosowane do pracy z wodą grzewczą o temperaturze do $+90^{\circ}\text{C}$, napędzane

przez czteropolowe sprzęgło magnetyczne, posiadają klasę dokładności B. Dla przepływu cieczy powyżej 200 l/h błąd pomiarowy nie przekracza 2%.

Z kolei dla obiegu dolnego źródła ciepła gruntowej pompy ciepła wykorzystano wielostrumienicowy, suchobieżny wodomierz GMDX, również produkcji BMETERS. Wodomierz posiada klasę pomiarową B-H według ISO4064 i jest wyposażony w nadajnik impulsów elektrycznych. Błąd pomiarowy nie przekracza 2%, jeżeli przepływ solanki jest większy niż 480 l/h. W celu określenia ilości energii elektrycznej pobieranej przez urządzenia zasilające oraz urządzenia pomocnicze układu grzewczego zamontowano odrębne liczniki energii elektrycznej.

Dla pomp ciepła oraz centrali wentylacyjnej użyto trójfazowych liczników prądu WWM34ELC-3x65A, zaś do pomiarów energii elektrycznej dla kotła kondensacyjnego, pomp obiegowych, zaworów trójdrogowych oraz systemu zarządzania pracą instalacji wykorzystano liczniki jednofazowe FEM12L-32A. Najważniejsze parametry liczników energii elektrycznej zestawiono w tabeli 10.

Tab. 10. Dane techniczne liczników energii elektrycznej

Nazwa licznika	EEM12L-32A	EEM34ELC-3x65A
Pobór mocy [W]	0.3	0.4
Prąd bazowy [mA]	≤ 20	40
Ilość faz	1-fazowy	3-fazowy
Napięcie obwodu elektrycznego [V]	230	3x230/400
Stała wyjścia impulsowego [imp./kWh]	2000	1000
Czas impulsu [ms]	≥ 50	≥ 30
Klasa dokładności	1%	1%
Zakres temperatur otoczenia [°C]	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50
Zgodność z normą	PN-EN 62053-21:2006	PN-EN 50470-1:2008

Pomiar ilości gazu zużywanego przez kocioł kondensacyjny jest realizowany za pomocą gazomierza miechowego BK-G4 firmy INTERGAZ, posiadającego komorę pomiarową o objętości 2 litrów, ze swobodnie zawieszonymi syntetycznymi membranami systemu pomiarowego. Zakres pomiarowy gazomierza zawiera się w przedziale 0,04÷6 m³/h, przy zakresie temperaturowym -25°C do +55°C. Klasa dokładności urządzenia 1,5 oznacza błąd

graniczny pomiaru nie większy niż 1,5%. Z racji braku nadajnika impulsowego, konieczne jest dokonywanie manualnego odczytu zużycia gazu.

Instalacja fotowoltaiczna posiada licznik energii zintegrowany z systemem pomiarowym budynku. Ponadto wykorzystywana jest platforma internetowa oferująca odczyty i archiwizację danych z inwertera. Dodatkowo Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) udostępnia aplikację TAURON eLicznik, w której można sprawdzić bieżące informacje na temat energii elektrycznej oddanej do sieci elektroenergetycznej oraz ilości energii z niej pobranej. Dzięki tym źródłom danych możliwe jest przygotowanie bilansu energii elektrycznej w budynku, w dowolnym okresie od momentu uruchomienia instalacji fotowoltaicznej. Parametry urządzeń wchodzących w skład instalacji PV przedstawiają tabele 11 i 12.

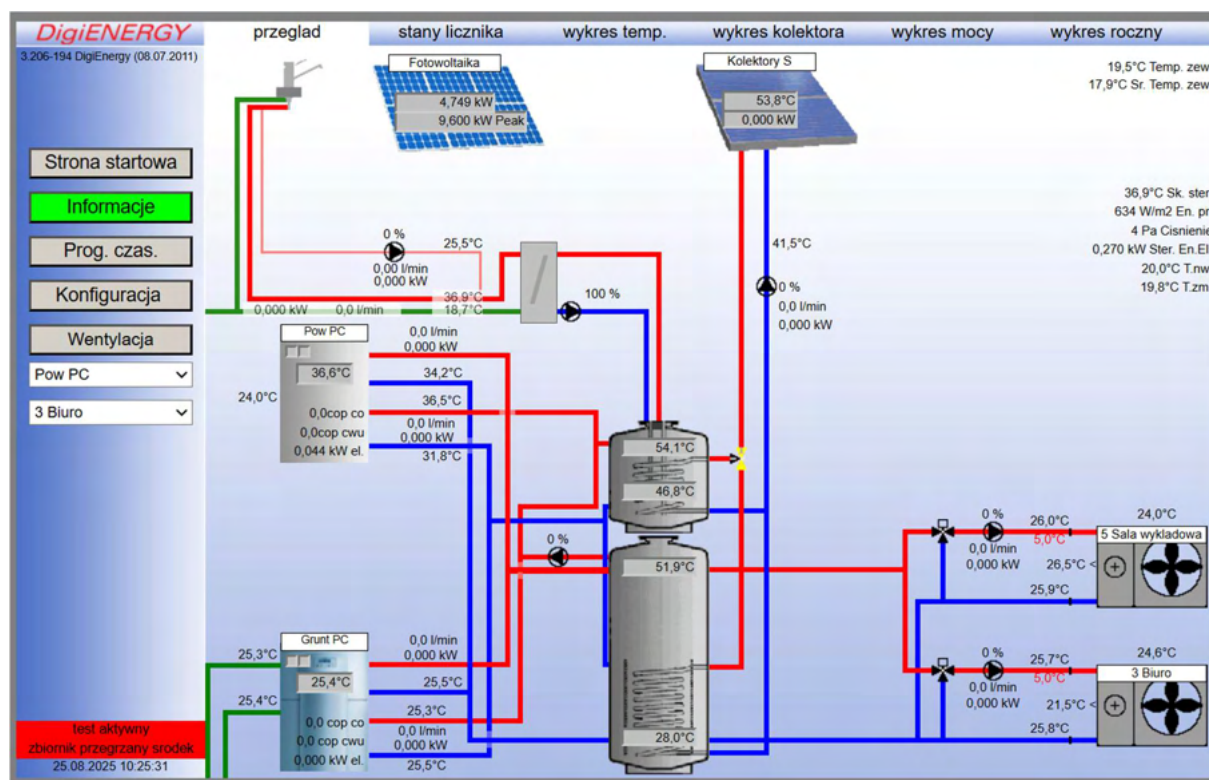
Tab. 11. Parametry techniczne modułów fotowoltaicznych

Parametr	Wartość
Producent	Selfa
Model	SV 108M.3-400
Typ ogniwa	monokrystaliczne PERC
Ilość	24 szt.
Moc nominalna (P _{mpp})	400 W _p
Sprawność	20,5 %
Napięcie obwodu otwartego (V _{oc})	37,04 V
Napięcie mocy maksymalnej (V _{mpp})	31,18 V
Prąd zwarcia (I _{sc})	13,73 A
Prąd mocy maksymalnej (I _{mpp})	12,83 A
Współczynnik wypełnienia (FF)	78,7 %
Wytrzymałość mechaniczna	wiatr: 3 800 Pa śnieg: 5 400 Pa
Zakres temperatury pracy	-40 °C ... +85 °C
Współczynnik temperaturowy P _{max}	-0,36 % / °C
Współczynnik temperaturowy V _{oc}	-0,30 % / °C
Współczynnik temperaturowy I _{sc}	+0,06 % / °C
Maksymalna napięcie systemowe	1 500 V DC
Wymiary	1724 × 1134 × 30 mm
Masa	22,1 kg
Maksymalne napięcie systemowe	1000 V DC
Typ złącza	MC4

Tab. 12. Parametry techniczne inwertera

Parametr	Wartość
Producent	Fronius
Model	SYMO 8.2-3-M
Typ falownika	trójfazowy beztransfomatorowy
Liczba trackerów MPP	2
Zakres napięć wejściowych DC	150 – 1000 V
Napięcie rozpoczęcia pracy (U _{dc} start)	200 V
Użyteczny zakres napięcia MPP (MPP range)	150 – 800 V
Maksymalna moc generatora PV (P _{dc} max)	16,4 kW _p
Moc znamionowa AC (P _{ac,r})	8 200 W
Maksymalna moc wyjściowa (AC)	8 200 VA
Prąd wyjściowy AC (I _{ac} nom)	11,8 A
Sieciowe napięcie AC	3~ NPE 400/230 V 3~ NPE 380/220 V
Zakres napięcia AC	150 – 280 V
Częstotliwość (AC)	50 / 60 Hz (zakres: 45 – 65 Hz)
Współczynnik mocy (cos ϕ)	0,85–1 (ind./cap.)
Sprawność maksymalna	98,1%
Masa	18,5 kg
Interfejsy komunikacyjne	WLAN, Ethernet
Certyfikaty	CE, G83/2, VDE-AR-N 4105

Wizualizacja pracy systemu zasilania budynku jest możliwa dzięki oprogramowaniu sterującemu DigiENERGY, w wersji 3.206-194, zainstalowanego w lipcu 2011 roku.



Rys. 7. Wizualizacja pracy układu grzewczego w programie DigiENERGY

W skład instalacji centralnego ogrzewania wchodzi obieg grzewczy grzejnikowe ogrzewające klatkę schodową w części mieszkalnej, pokoje mieszkalne na pierwszym piętrze oraz piwnice, obieg ogrzewania powietrznego w wydzielonym mieszkaniu na drugim piętrze oraz w części biurowej i sali wykładowej, a także nagrzewnicy wodnej w części warsztatowo-magazynowej. Na rysunku 7 przedstawiono zrzut ekranu prezentujący moduł pierwszy instalacji, z opomiarowaniem powietrznej i gruntowej pompy ciepła, buforów CO i CWU, kolektorów słonecznych, fotowoltaiki oraz obiegów grzewczych biura i sali wykładowej. Pozostałe urządzenia zostały opomiarowane w module drugim, na odrębnym adresie IP i są to obieg w części mieszkalnej, piwnicach i przestrzeni warsztatowo-magazynowej oraz kocioł gazowy i kominek z płaszczem wodnym. Ilości energii, pobranej i wyprodukowanej przez poszczególne urządzenia oraz pobranej przez obieg grzewczy, można odczytać w zakładce „stany licznika” (rys. 8 i 9). W zakładce można odczytać ilość energii elektrycznej zużytej przez pompy ciepła, ilość energii, którą wyprodukowały poszczególne urządzenia grzewcze oraz ilość energii przekazanej obiegom grzewczym i CWU, a także ilość energii wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną. Okres dla którego odczytywane są dane można ustawić dowolnie, co pozwala dokonać przeglądu pracy instalacji zarówno w ciągu wybranego dnia, miesiąca, roku, czy w skali konkretnego sezonu grzewczego.

DigiENERGY

3.206-194 DigiEnergy (08.07.2011)

przegląd

stany licznika

wykres temp.

wykres kolektora

wykres mocy

wykres roczny

aktualny

licznik teraz

01.10.2022

-

31.03.2023

=

cena / jednostka

zestawienie

Strona startowa

Informacje

Prog. czas.

Konfiguracja

Wentylacja

Pow PC

3 Biuro

Pow PC en. el.

0,001 kW

13379,187 kWh

137,952 kWh

5821,315 kWh

5683,363 kWh

62,000 gr/kWh

3523,68 zł

Centrala Wentylacji

0,000 kW

29952,869 kWh

21284,308 kWh

24060,954 kWh

2776,646 kWh

62,000 gr/kWh

1721,52 zł

Sterowanie

0,418 kW

16575,402 kWh

9442,398 kWh

10890,523 kWh

1448,125 kWh

62,000 gr/kWh

897,83 zł

Grunt PC en el

0,000 kW

39814,627 kWh

30240,733 kWh

33610,926 kWh

3370,193 kWh

62,000 gr/kWh

2089,51 zł

Fotowoltaika

5,565 kW

30322,634 kWh

1139,253 kWh

4005,801 kWh

2866,548 kWh

75,000 gr/kWh

2149,91 zł

Pow PC

0,000 kW

31152,299 kWh

13,261 kWh

14149,245 kWh

14135,984 kWh

28,400 gr/kWh

4014,61 zł

Grunt PC

0,000 kW

103541,861 kWh

76960,320 kWh

85866,800 kWh

8906,480 kWh

16,300 gr/kWh

1451,75 zł

Kolektory S

0,000 kW

33076,084 kWh

27961,766 kWh

28190,599 kWh

228,833 kWh

1,700 gr/kWh

3,89 zł

3 Biuro

0,000 kW

45088,713 kWh

40947,709 kWh

41828,548 kWh

880,839 kWh

23,400 gr/kWh

206,11 zł

5 Sala wykładowa

0,000 kW

13734,576 kWh

13724,556 kWh

13729,131 kWh

4,575 kWh

23,400 gr/kWh

1,07 zł

Grunt PC CWU

0,000 kW

48502,809 kWh

47086,527 kWh

47544,801 kWh

458,274 kWh

0,000 gr/kWh

0,00 zł

Pow PC CWU

0,000 kW

2041,517 kWh

380,607 kWh

442,513 kWh

61,906 kWh

23,400 gr/kWh

14,48 zł

CWU cyrkulacja

0,000 kW

2891,927 kWh

1674,814 kWh

2134,159 kWh

459,345 kWh

0,000 gr/kWh

0,00 zł

CWU zużycie

0,000 kW

13135,858 kWh

6589,553 kWh

8166,872 kWh

1577,319 kWh

0,000 gr/kWh

0,00 zł

0,0 l/min

568,618 kWh

351,279 m³

402,483 m³

51,204 m³

0,00 zł/m³

0,00 zł

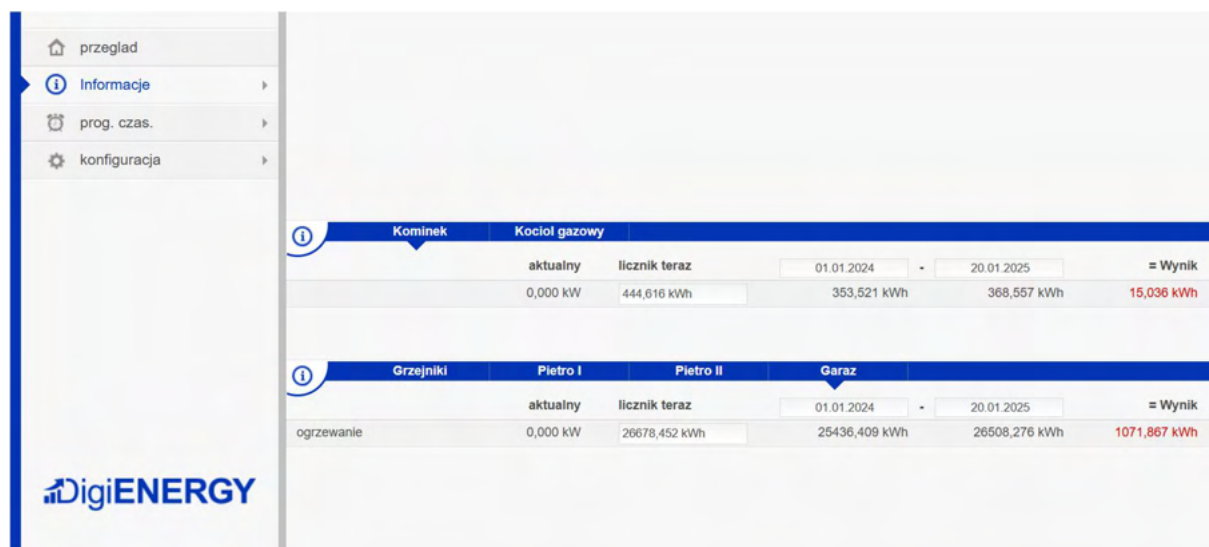
test aktywny

zbiornik przegrzany środek

25.08.2025 10:50:53

Rys. 8. Wizualizacja zakładki „stany licznika” w programie DigiENERGY – moduł pierwszy – sezon grzewczy 2022/2023

Wizualizacja pracy modułu pierwszego i drugiego nieco się od siebie różnią, nie wpływa to jednak na funkcjonalność systemu ani komfort analizy danych pomiarowych.

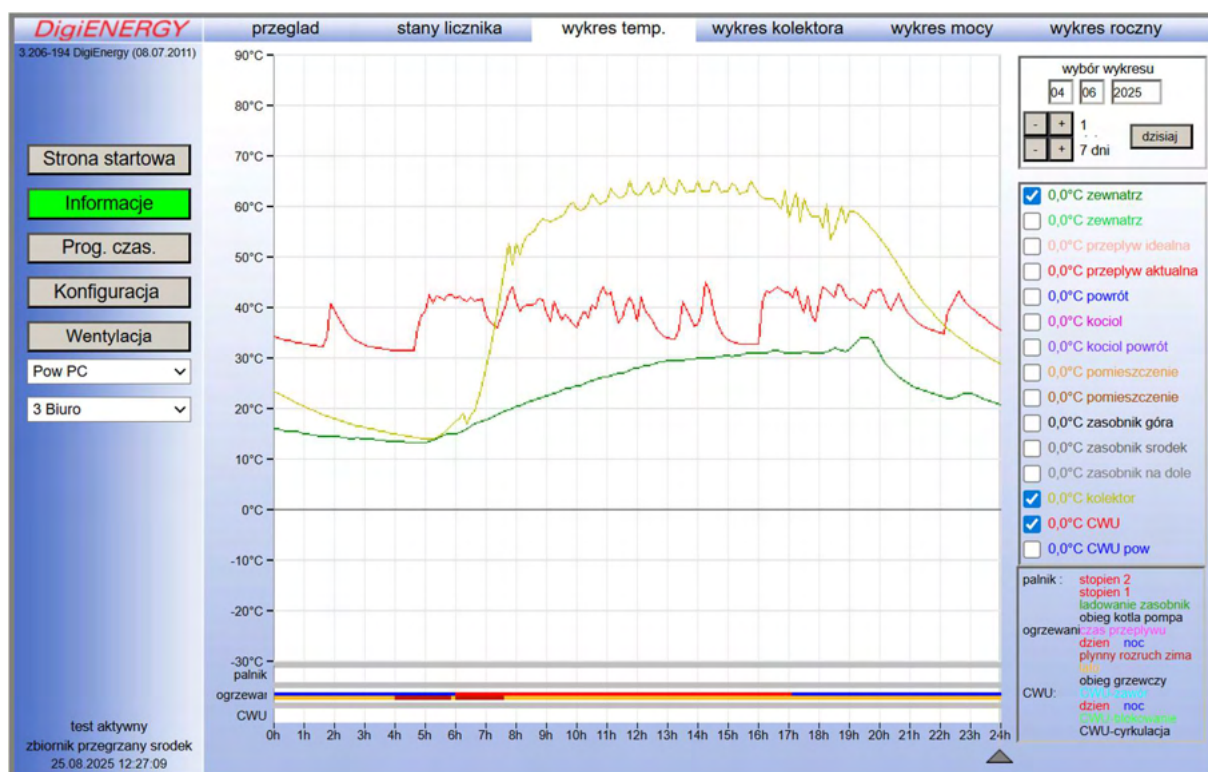


Rys. 9. Panel „stany licznika” w programie DigiENERGY – moduł drugi - kominiek i obieg nagrzewnicy wodnej w przestrzeni warsztatowo-magazynowej.

Poza korzystaniem z wizualizacji regularnie przeprowadzana jest archiwizacja danych pomiarowych ze wszystkich czujników zainstalowanych w systemie. Układ sterowania zapisuje w oddzielnych plikach dane dzienne ze wszystkich czujników z częstotliwością 8 razy na godzinę oraz dane minutowe dotyczące pracy pomp ciepła. Po ściągnięciu danych z serwera i zaimportowaniu wybranych plików np. do arkusza kalkulacyjnego MS Excel, możliwa jest ich obróbka w dowolnej konfiguracji. Dzięki temu możliwe jest wykonanie własnych analiz odpowiadających preferencjom użytkownika i odpowiadających parametrom symulacji.

Interfejs programu pomiarowo-sterującego DigiENERGY umożliwia również rysowanie wykresów bezpośrednio na serwerze. Wykresy temperatur i mocy wybranych urządzeń w ujęciu dobowym przedstawiono na rysunkach 10 i 11, wykresy roczne energii z porównaniem 2023 i 2024 roku przedstawia wykres na rysunku 12.

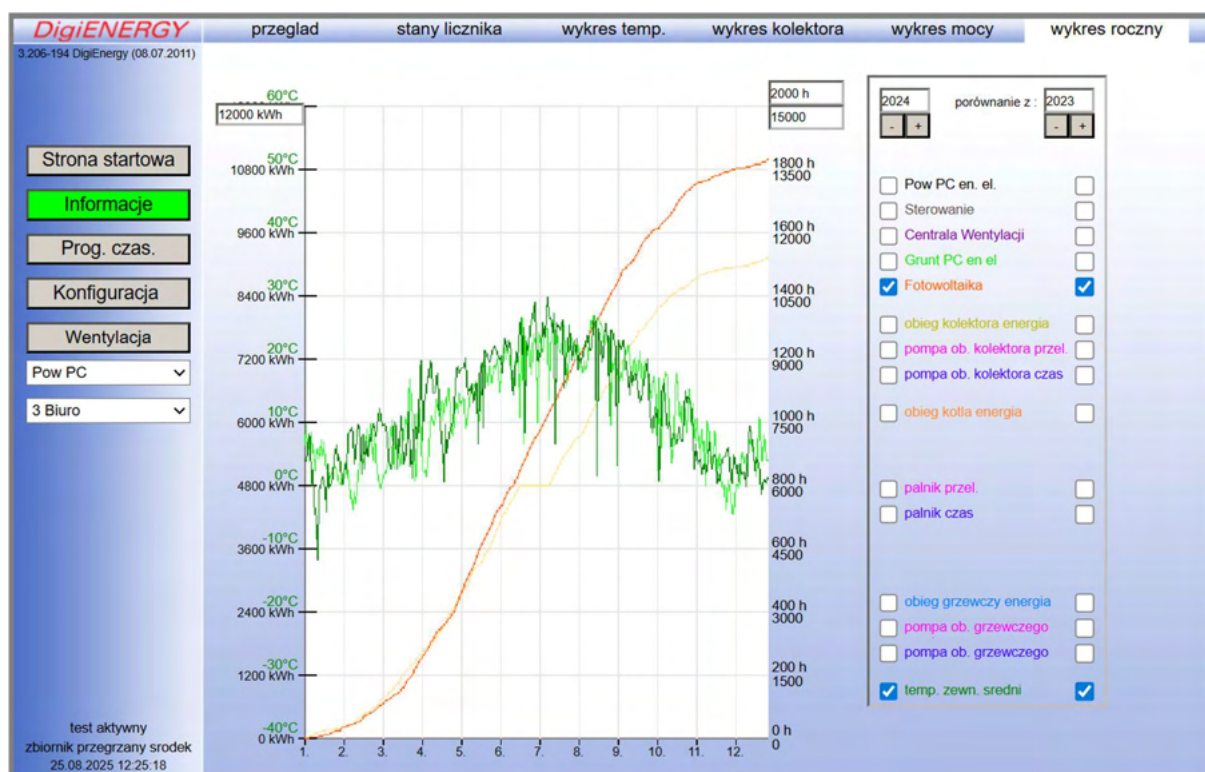
Moduł pomiarowo-sterujący umożliwia również wprowadzanie programów czasowych pozwalających sterować pracą urządzeń grzewczych, produkcją ciepłej wody użytkowej, pracą centrali wentylacyjnej czy temperaturami wewnętrznymi stref zasilanych przez poszczególne obiegi grzewcze. Możliwe jest również sterowanie ręczne, poprzez wpisanie żądanych parametrów, bez konieczności modyfikacji programów czasowych. W takiej sytuacji system resetuje ustawienia o północy.



Rys. 10. Dobowy wykres temperatur: powietrza, powierzchni kolektora słonecznego i wody w zbiorniku CWU, wygenerowany w programie DigiENERGY – dane z 4.06.2025



Rys. 11. Dobowy wykres mocy grzewczej kotła oraz mocy grzejników w części mieszkalnej, wygenerowany w programie DigiENERGY – dane z 18.01.2025

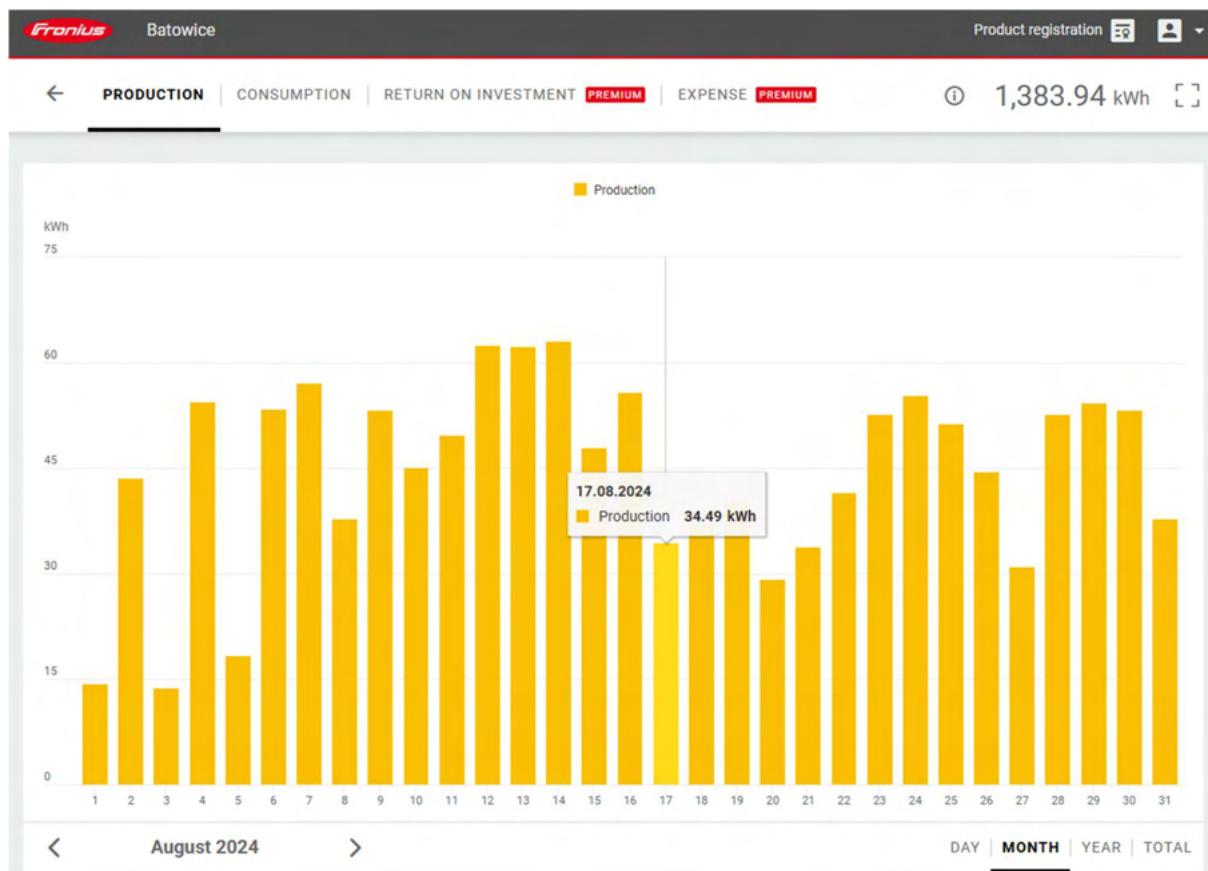


Rys. 12. Wykres temperatur zewnętrznych i produkcji energii w instalacji PV – porównanie lat 2023 (kolorem jaśniejszym) i 2024 (kolorem ciemniejszym).

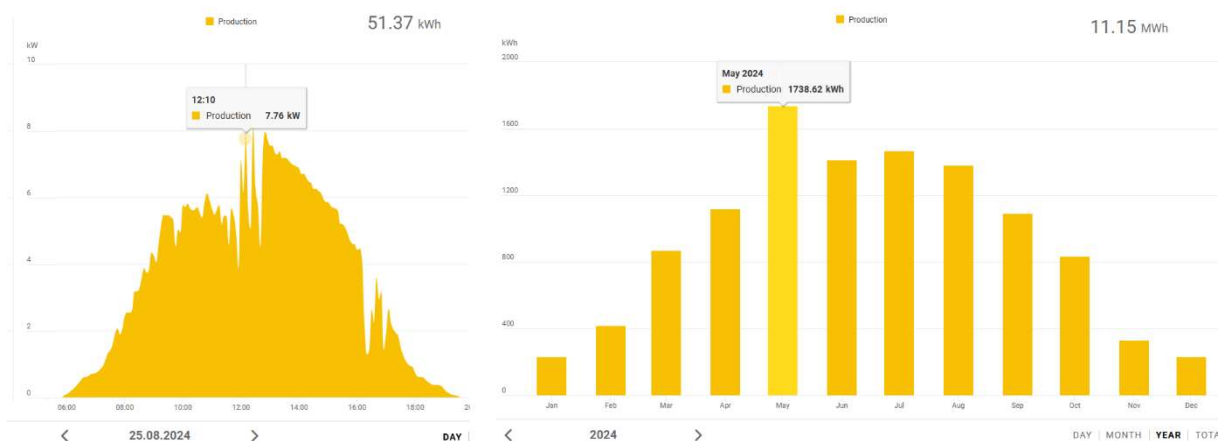
Na potrzeby prowadzonych badań zostały wykonane własne analizy danych pomiarowych, opierające się zarówno na danych minutowych jak i uśrednionych wartościach dziennych, miesięcznych oraz rocznych. Do wykonania symulacji posłużyły dane nie tylko z DigiENERGY ale także dane zawarte na serwerze producenta inwertera fotowoltaicznego oraz dane z panelu prosumenta na stronie dystrybutora energii elektrycznej. Panel użytkownika na serwerze firmy Fronius przedstawiają rysunki 13-15, a informacje z panelu prosumenta na stronie TAURON eLicznik znajdują się na rysunkach 14-16. Na rysunku 14 przedstawiono wykres uzysków energii dla sierpnia 2024 roku, panel dla takiego ustawienia pokazuje w prawym górnym rogu sumę energii wyprodukowanej przez instalację PV w ciągu miesiąca, a po najechaniu kursorem na dowolny słupek na wykresie, wyświetla się informacja dotycząca produkcji w danym dniu (rys. 14). Analogicznie wyglądają dane roczne – w prawym górnym rogu wyświetla się informacja o uzysku energii elektrycznej w skali całego roku, a po najechaniu na słupek wyświetla się informacja na temat uzysku w danym miesiącu (rys. 15. po prawej). Z kolei dla danych dobowych, po najechaniu na wykres wyświetla się informacja na temat godziny i mocy generowanej przez instalację fotowoltaiczną (rys. 15. po lewej)



Rys. 13. Panel użytkownika – Fronius

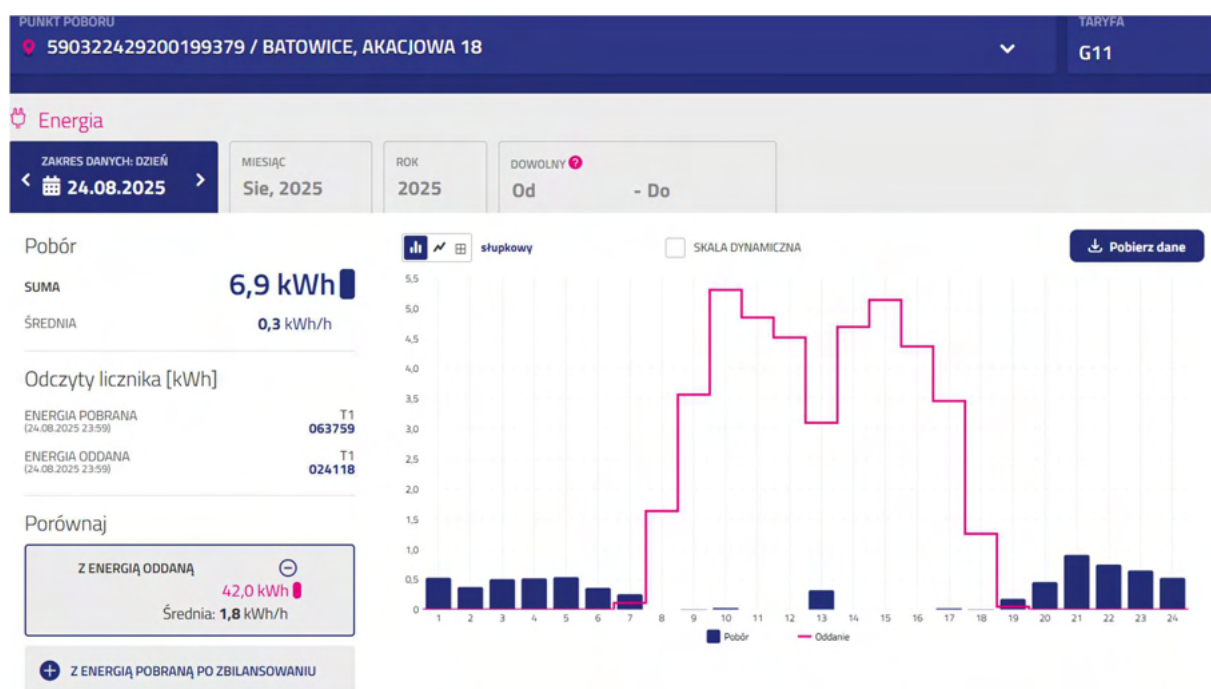


Rys. 14. Uzyski energii z instalacji fotowoltaicznej w ujęciu miesięcznym – sierpień 2024



Rys. 15. Uzysk energii w instalacji PV – po lewej dzienny (25.08.2024), po prawej roczny (2024)

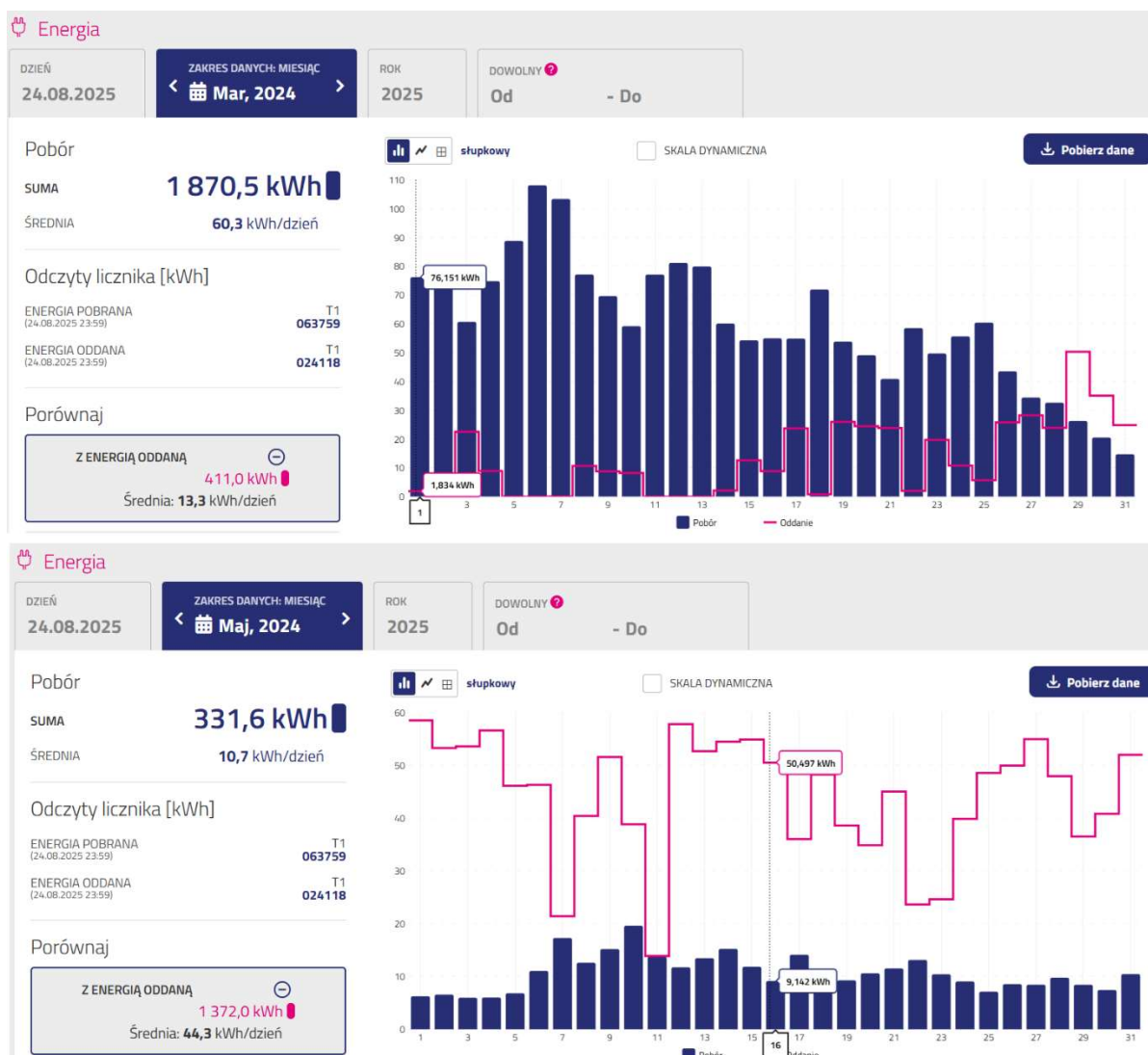
Panel prosumenta na stronie Tauron pozwala przeanalizować ilość energii oddawaną do sieci elektroenergetycznej oraz energii pobieranej z sieci w skali doby, miesiąca lub roku. Zakładka „dowolny” pozwala samodzielnie określić przedział czasowy, ale nie może być on dłuższy niż rok.



Rys. 16. Panel użytkownika – TAURON eLicznik – bilans energii pobranej i oddanej do sieci elektroenergetycznej - wykres dzienny (24.08.2025)

Na rysunku 17 zestawiono bilanse energii pobranej i oddanej do sieci w marcu i maju 2024 roku. Po najechnięciu na słupkę wyświetlają się ilości energii oddanej i pobranej z sieci w danym dniu. Rysunek bardzo dobrze ukazuje zależność między poborem i odprowadzaniem energii do sieci elektroenergetycznej w różnych miesiącach roku. W marcu, podczas sezonu grzewczego, kiedy produkcja jest jeszcze stosunkowo niewielka, a wysokie zużycie wynika z pracy pomp ciepła. Z kolei w maju, który był najlepszym miesiącem pod względem produkcji

energii z fotowoltaiki, pobór energii z sieci jest dużo mniejszy, bo częściowe zapotrzebowanie budynku jest pokrywane przez autokonsumpcję energii z PV, a pompy ciepła już nie pracują na ogrzewanie. Jednoczesny pobór i oddawanie energii, widoczne na obu wykresach wynikają ze specyfiki pracy urządzeń oraz instalacji fotowoltaicznej. Budynek posiada przyłącze trójfazowe i moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest dzielona równomiernie pomiędzy wszystkie trzy fazy, z kolei urządzenia jednofazowe w budynku mogą pobierać energię tylko z jednej fazy i w efekcie bardzo często się zdarza, że na jednej fazie mamy pobór energii z sieci, a na dwóch pozostałych niewykorzystana w danym momencie energia z fotowoltaiki jest oddawana do sieci elektroenergetycznej.



Rys. 17. Bilans energii w aplikacji TAURON eLicznik – porównanie miesiąca marca i maja 2024 roku.

Informacje dotyczące pracy układu hybrydowego i analiza danych pomiarowych, za okres od listopada 2022 do grudnia 2023, zostały przedstawione przez autora w artykule naukowym opublikowanym w Archives of Thermodynamics [103].

7. Metodyka prowadzenia badań

7.1. Ogólne założenia metodyki

Na potrzeby rozważań zawartych w dalszej części niniejszego opracowania zaistniała konieczność przyjęcia szeregu założeń służących uściśleniu pewnych pojęć i definicji, z których korzystano.

a) Przede wszystkim skupiono się na porównaniu pracy powietrznej i gruntowej pompy ciepła, które pracują w tej samej instalacji grzewczej. Aby wyniki analiz były miarodajne, należało w pierwszej kolejności określić, co oznaczają te same warunki pracy obydwu urządzeń. Dzięki temu, że cała instalacja w budynku jest opomiarowana w bardzo dokładny sposób możliwe było uzyskanie danych o pracy obydwu urządzeń z dowolnych okresów. Ponadto możliwe było swobodne sterowanie pracą obydwu pomp ciepła oraz porównanie efektywności ich działania w korelacji z parametrami pogodowymi. Tak opracowane dane pozwoliły na analizę pracy obydwu urządzeń w kolejnych sezonach grzewczych oraz uzyskanie informacji na temat różnic w efektywności powietrznej i gruntowej pompy ciepła przy różnych warunkach zewnętrznych oraz przy różnych sposobach eksploatacji systemu grzewczego. Konstrukcja układu zasilania i instalacji grzewczej w budynku pozwoliła na przeprowadzenie szeregu symulacji mających na celu sprawdzenie zależności między efektywnością pracy urządzeń, a zapotrzebowaniem budynku na energię grzewczą. Możliwość niezależnego sterowania pracą każdego z obiegów grzewczych umożliwiła znalezienie odpowiedzi na pytania dotyczące potrzeb budynków o różnych powierzchniach i w różnym standardzie budowlanym.

b) Pojawiające się w pracy pojęcie standardu budowlanego odnosi się do systemu klas energooszczędności budynków. W celu opracowania wytycznych projektowych przyjęto kilka przedziałów jednostkowego zapotrzebowania budynku na energię do celów grzewczych i tak:

- dla budynku pasywnego założono wykorzystanie energii użytkowej (EU) na potrzeby zabezpieczenia strat przez przenikanie i straty wentylacyjnej na poziomie $\leq 15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$;

- dla budynku niskoenergetycznego założono graniczną wartość zapotrzebowania na energię użytkową do celów grzewczych na poziomie nie wyższym niż $40 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$;

- wyróżniono ponadto klasę o zapotrzebowaniu nie przekraczającym $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$ jako budynki o dobrej izolacyjności termicznej, jeszcze kilka lat temu klasyfikowane jako budynki energooszczędne;

- budynki o zapotrzebowaniu na EU $\leq 200 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$ jako obiekty o podwyższonym zapotrzebowaniu energetycznym;

- budynki o wskaźniku EU $> 200 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$, które powinny zostać bezwzględnie poddane zabiegom termomodernizacyjnym.

Ponadto przeprowadzono rozważania dla domów jednorodzinnych zgodnych z WT2021, w kontekście układu odniesienia dla nowowznoszonych budynków.

c) W celu pełnej analizy energetycznej i ekonomicznej rozważono różne warianty zasilania pomp ciepła. Przeprowadzono porównawczą analizę energetyczną obydwu pomp ciepła w odniesieniu do zasilania gazowego, a w celu oszacowania efektu ekologicznego zastąpienia kotła gazowego pompą ciepła, analizę zużycia energii pierwotnej przy zasileniu pomp ciepła prądem sieciowym oraz z prosumenckiej instalacji fotowoltaicznej. Ponadto dla oszacowania efektu ekonomicznego przeanalizowano trzy warianty zasilania: prądem sieciowym, z instalacji PV rozliczanej w systemie net-meteringu oraz instalacji PV rozliczanej w systemie prosumenckim net-billingu.

d) W celu stworzenia wytycznych doboru rozwiązań przygotowano algorytm postępowania, który stanowić będzie narzędzie przydatne dla projektantów instalacji grzewczych z pompami ciepła. W tym celu przygotowano zestaw wariantów oraz pytań kontrolnych, zależnych od warunków i ograniczeń jakie projektant może spotkać na ścieżce doborowej układu zasilania budynku w energię elektryczną, ciepło i ciepłą wodę użytkową. Model działania podzielono na dwa główne warianty. W pierwszej części mamy do czynienia z nowopowstającymi budynkami, a więc standardem energooszczędnym oraz domami spełniającymi aktualne Wytyczne Techniczne. Druga część algorytmu jest przystosowana do pracy z budynkami istniejącymi, a postępowanie projektanta będzie zależne między innymi od tego, czy budynek został poddany termomodernizacji, z jakimi temperaturami zasilania ma pracować układ grzewczy, czy przy obecnym systemie rozprowadzenia ciepła możliwa jest tylko zamiana istniejącego źródła zasilania na pompę ciepła, a wreszcie, jakie niezbędne czynności należy przeprowadzić, żeby montaż pompy ciepła był zabiegiem efektywnym pod względem energetycznym, ekonomicznym i ekologicznym.

7.2. Metoda oceny zasadności ekonomicznej zaproponowanych rozwiązań

W toku badań przeanalizowano pracę powietrznej i gruntowej pompy ciepła, pracujących w obiekcie mieszkalno-usługowym, w podkrakowskich Batowicach, w okresie trzech kolejnych sezonów grzewczych. Pierwszy sezon służył konfrontacji teoretycznych możliwości pracy układu grzewczego z rzeczywistymi parametrami pracy urządzeń i obiegów grzewczych. Przeprowadzono kalibrację systemu i przygotowano obiekt do prowadzenia badań i symulacji w kolejnych okresach grzewczych.

Jako kryteria zasadności zastosowania OZE oraz konkretnych rozwiązań w dziedzinie energooszczędności przyjęto w pierwszej kolejności analizę ekonomiczną, a następnie energetyczną i ekologiczną. Należy bowiem zwrócić uwagę na fakt, że rozpatrywanie wprowadzenia poszczególnych rozwiązań energetycznych i ekologicznych, bez przeprowadzenia analizy ekonomicznej przedsięwzięcia, właściwie nie ma racji bytu. Bez przedstawienia konkretnych wyliczeń finansowych przeciętny klient nie jest zainteresowany zwiększaniem efektywności wykorzystania energii, a tym bardziej aspektem ekologicznym wynikającym z wprowadzenia rozwiązań, które wiążą się z dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi już na początkowym etapie inwestycji. Żeby dane rozwiązanie wydawało się użytkownikowi sensowne, musi przede wszystkim przekładać się na efekt ekonomiczny.

Pełne zobrazowanie opłacalności ekonomicznej przedsięwzięcia wymaga określenie wielu czynników, które wpływają na zasadność zastosowania danych rozwiązań. Jednym z najważniejszych aspektów w tej sytuacji jest analiza stanu gospodarki, wpływająca na wartość pieniądza w czasie, wzrost cen interesujących nas dóbr, zmianę stóp procentowych, ale także przyszłą zasobność naszego portfela czy porównanie planowanej inwestycji z innymi opcjami finansowymi. Z ekonomicznego punktu widzenia, najbardziej opłacalna jest inwestycja, która przyniesie nam największy zysk w określonym czasie. Bez oszacowania i uwzględnienia wszystkich wymienionych wskaźników, nie jesteśmy w stanie dokładnie określić opłacalności analizowanego przedsięwzięcia. Do najczęściej stosowanych metod dynamicznych oceny efektywności inwestycji należą:

- wartość bieżąca netto - NPV;
- wewnętrzna stopa zwrotu - IRR;
- wskaźnik rentowności - PI;
- zdyskontowany okres zwrotu - DPP.

Każda spośród wymienionych metod może być użyta w nieco innym celu. Wartość bieżąca netto NPV jest bardzo wygodnym wskaźnikiem w ocenie wzrostu wartości badanej inwestycji, zwłaszcza pod kątem jej efektywności ekonomicznej dla budżetu inwestora.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (1)$$

Gdzie:

CF_t – przepływ pieniężny w okresie t

r – stopa dyskontowa (koszt kapitału, wymagana stopa zwrotu)

t – kolejny okres (rok, miesiąc, kwartał)

n – liczba okresów trwania inwestycji

I_0 – początkowy nakład inwestycyjny (ujemny przepływ w czasie $t=0$)

Wskaźnik NPV przedstawia w jasny sposób faktyczny zysk, gdyż jego wynik to konkretna kwota.

Wewnętrzna stopa zwrotu jest z kolei wskaźnikiem bardzo dobrze obrazującym porównanie inwestycji z oprocentowaniem lokaty. W praktyce, dla inwestycji kapitałochłonnych IRR często jest porównywany z kosztem finansowania. Tak naprawdę ten wskaźnik najbardziej przydatny jest do porównania wariantów. IRR to po prostu taka wartość stopy dyskontowej (r), że:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - I_0 = 0 \quad (2)$$

Najprościej rzecz ujmując, $NPV(IRR) = 0$.

Podobnie wskaźnik rentowności PI, służy przede wszystkim do wyboru opcji, ułatwiając podjęcie decyzji przy ograniczonym budżecie. Indeks zyskowności to po prostu stosunek zdyskontowanych wpływów do wartości początkowego nakładu inwestycyjnego:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{I_0} \quad (3)$$

lub

$$PI = \frac{NPV + I_0}{I_0} \quad (4)$$

Natomiast wskaźnik zdyskontowanego okresu zwrotu DPP jest bardzo dobrym kryterium przy inwestycjach obarczonych wysokim ryzykiem rynkowym. W przeciwieństwie do NPV, pomija zysk po momencie zwrotu. Jest to wskaźnik określający czas, po którym

skumulowana suma zdyskontowanych przepływów pieniężnych zrównoważy początkowe nakłady inwestycyjne:

$$\sum_{t=1}^{DPP} \frac{CF_t}{(1+r)^t} = I_0 \quad (5)$$

Głównym problemem dynamicznych metod analizy finansowej jest poprawne oszacowanie zmiany wartości pieniądza w czasie. Z perspektywy inwestora indywidualnego, który zastanawia się nad wyborem rozwiązań energooszczędnych, drugim bardzo istotnym czynnikiem jest prawidłowe oszacowanie zmienności cen energii. Wybierając analizę NPV, która jest najbardziej adekwatnym wskaźnikiem obrazującym przyszłe zyski z inwestycji, należałoby uwzględnić stopę dyskontową wynikającą z obecnego stanu gospodarki. Najczęściej przyjmowana w analizie ekonomicznej wartość oscyluje w granicach 3÷5%. Unia Europejska nie podaje jednej obowiązującej stopy ale różne wartości, w zależności od kontekstu. W analizach ekonomicznych, dla projektów publicznych, rekomendowana społeczna stopa dyskontowa wynosi ok. 4%. Wartość ta dotyczy jednak inwestycji w infrastrukturę publiczną, a nie inwestycji w budownictwie mieszkaniowym i uwzględniających OZE. Stopa dyskontowa podawana przez NBP jest z kolei instrumentem dotyczącym weksli i polityki pieniężnej. W 2024 roku, zgodnie z danymi UOKiK, stopa dyskontowa publikowana przez NBP wynosiła 6,68%. Z racji analizy długoterminowej, 20-25 lat, rekomenduje się stopę na poziomie 5%. Jest to wartość bezpieczna w tak długim horyzoncie czasowym, która przede wszystkim sztucznie nie poprawia opłacalności inwestycji oraz daje dobrą porównywalność analizy z większością publikowanych badań. Kolejnym, istotnym przy analizie NPV, wskaźnikiem będzie wzrost cen energii. Przy obecnej sytuacji na rynku energetycznym, jeszcze kilka lat temu przyjmowane wartości na poziomie ok. 3%, stały się nieadekwatne. W ostatnich latach notowano wzrost cen paliw kopalnych i prądu elektrycznego o kilkadziesiąt procent rok do roku. Zakładając, że sytuacja w kolejnych latach się ustabilizuje, można oszacować roczne wartości wzrostu cen energii na podstawie danych URE, raportów Eurostatu, czy Międzynarodowej Agencji Energetycznej, koniecznie z pominięciem tarczy rządowej, która wreszcie się skończy. Rynek energii jest obecnie mocno zależny od kosztów emisji CO₂, cen paliw, kosztów rozbudowy i restrukturyzacji sieci dystrybucyjnej, czyli czynników mocno zmiennych w czasie, które mogą powodować znaczne fluktuacje i zaburzać powolny, liniowy wzrost cen energii. Dane z raportów Eurostatu pokazują, że w latach 2020 – 2023 ceny energii wzrosły aż o 28% (ok. 8,5% średniorocznie). Prognoza Międzynarodowej Agencji Energetycznej zakłada w horyzoncie czasowym 2023 – 2030 wzrost

cen energii w Europie o ok. 4-7% rocznie. Z danych Urzędu Regulacji Energetyki wynika, że w Polsce zanotowano rekordowo wysoki wzrost energii w latach 2020-2024. W kolejnych latach zaobserwowano kolejno wzrost (w stosunku do roku poprzedniego) odpowiednio o 10,5%, 10,7%, 22,7%, 7,4% oraz 5,6%. Widzimy tu wpływ pandemii Covid19 oraz wojny na Ukrainie. W świetle tych wyników i prognoz zaobserwować można, że wcześniej przyjmowana wartość wzrostu cen energii na poziomie 3% jest obecnie nieaktualna. Spotyka się modele o konserwatywnych założeniach, przyjmujących wzrost cen energii na poziomie nie przekraczającym 2% rocznie, ale mają one służyć raczej nie przeszacowaniu zysków płynących z zastąpienia paliw kopalnych odnawialnymi źródłami energii. Dodatkowo raporty Komisji Europejskiej dotyczące ETS⁴ i ETS2⁵ szacują, że koszt EUA⁶ w latach 2025-2035 będzie wzrastał o 5-10% rocznie. W raporcie na lata 2025-2034 Polskie Sieci Energetyczne (PSE) podają nowy plan rozwoju sieci przesyłowej, z łącznym planem inwestycyjnym ok. 64-66 mld złotych do roku 2034. PSE uzasadnia te nakłady powiększonym udziałem OZE, potrzebą integracji farm wiatrowych i fotowoltaicznych oraz zwiększającym się zapotrzebowaniem na moce. Analiza raportów rocznych grup energetycznych PGE, TAURON i Enea za lata 2020-2023 pokazuje systematyczny wzrost zarówno kosztów operacyjnych, jak i nakładów inwestycyjnych. W segmentach wytwarzania i dystrybucji można zaobserwować przeciętne tempo wzrostu kosztów na poziomie 5-10% rocznie [104], [105], [106]. Wobec powyższych ustaleń, można więc przyjąć, że założenie wzrostu cen energii na poziomie 6% w skali roku jest zabiegiem racjonalnym i uzasadnionym. Ostatnim z najistotniejszych elementów analizy ekonomicznej jest przyjęcie odpowiedniego okresu prowadzenia symulacji. Dla nowych budynków okres żywotności przelicza się na 50 lat, jednak w tym okresie źródła energii należałoby wymienić nawet kilkakrotnie. Racjonalnym zabiegiem w przypadku instalacji OZE jest więc przyjęcie czasu analizy na poziomie 15-20 lat.

W ujęciu globalnym, dynamiczne metody oceny rentowności przedsięwzięć, mających na celu poprawę efektywności energetycznej, mają ogromne znaczenie. W skali mikro, dla

⁴ ETS (EU Emissions Trading System) – system handlu emisjami. Podstawowy europejski mechanizm redukcji emisji gazów cieplarnianych sektorach energochłonnych. Obejmuje m.in. elektrownie, rafinerie, przemysł ciężki oraz lotnictwo. Całkowity pułap emisji jest ograniczony i zmniejsza się co roku, a przedsiębiorstwa są zobowiązane do umarzania uprawnień odpowiadających rzeczywistym emisjom.

⁵ ETS2 (EU ETS for Buildings and Road Transport) – odrębny system dotyczący emisji rozproszonych, zwłaszcza tych wynikających ze spalania paliw w budynkach i transporcie drogowym. Rozliczenie dotyczy podmiotów wprowadzających paliwo na rynek, opiera się również na malejącym limicie uprawnień. Mechanizm dotyka bezpośrednio gospodarstw domowych.

⁶ EUA (European Union Allowance) – uprawnienie do emisji jednej tony ekwiwalentu CO₂ w ramach systemu EU ETS. Standardowa jednostka rozliczeniowa, którą przedsiębiorstwa muszą umorzyć proporcjonalnie do swoich rzeczywistych emisji.

inwestora indywidualnego, mogą się okazać zbyt rozbudowanym i niepotrzebnym mechanizmem oceny finansowej.

W odróżnieniu od metod dynamicznych, uwzględniających zmienność wartości pieniądza w czasie, metody statyczne stanowią proste, szybkie i praktyczne rozwiązanie we wstępnej ocenie inwestycji. Sprawdzają się w sytuacji, kiedy horyzont inwestycji jest stosunkowo krótki, a najważniejszą kwestią jest szybka ocena bezpieczeństwa. Główne metody statyczne, wykorzystywane we wstępnej klasyfikacji przedsięwzięć to:

- prosty okres zwrotu - PP;
- średnia stopa zysku - ARR;
- rentowność inwestycji - ROI;
- koszt jednostkowy - k_j .

W celu wykonania przybliżonej analizy opłacalności wystarczającym jest oszacowanie prostego okresu zwrotu. Wprawdzie jest to rachunek ekonomiczny nie uwzględniający zmiany wartości pieniądza w czasie ani corocznych zmian cen surowców energetycznych, jednak bardzo dobrze ukazuje jak długo nakład inwestycyjny na dane rozwiązanie będzie się zwracał przy obecnym stanie gospodarki. Na potrzeby rozmowy z klientem końcowym jest to w zupełności wystarczające przybliżenie, obrazujące ekonomiczny aspekt inwestycji w energooszczędność.

Prosty okres zwrotu (PP) to inaczej czas, który jest potrzebny aby suma niezdyskontowanych przepływów pieniężnych zrównała się z wartością początkowej inwestycji. Jest to wskaźnik łatwy w obliczeniu i jasny w prezentacji. Wynikiem analizy jest informacja ile lat trzeba poczekać, żeby rozpatrywana inwestycja zwróciła się w gotówce.

Jeżeli przepływy pieniężne w kolejnych latach są równe, można obliczyć PP jako iloraz nakładów inwestycyjnych i rocznego przepływu pieniężnego:

$$PP = \frac{I_0}{CF} \quad (6)$$

gdzie:

- I_0 – nakład inwestycyjny;
- CF – roczny stały przepływ pieniężny netto.

W sytuacji, gdy przepływy pieniężne nie są równe w poszczególnych latach:

$$PP = n + \frac{I_0 - \sum_{i=1}^n CF_t}{CF_{n+1}} \quad (7)$$

gdzie:

- n – liczba pełnych lat, po których suma przepływów jest mniejsza od nakładów,
- CF_{n+1} – przepływ w roku, w którym następuje całkowity zwrot.

W analizie prostego okresu zwrotu dla małoskalowych inwestycji, w OZE i rozwiązania energooszczędne, główną składową rocznych przepływów pieniężnych będzie uniknięty koszt energii, dlatego możemy przyjąć, że w kolejnych latach przepływy będą stałe.

W przypadku prostego okresu zwrotu ważnym parametrem, który należy bezwzględnie wziąć pod uwagę, jest korelacja czasu zwrotu z maksymalnym okresem prowadzenia analizy finansowej. Jeżeli okres zwrotu będzie dłuższy niż żywotność instalacji, inwestycja z całą pewnością nie będzie atrakcyjna pod względem ekonomicznym. Podczas prowadzenia analizy w okresie użytkowania budynku, który dla nowych obiektów jest liczony na 50 lat, należy także uwzględnić wymianę elementów instalacji zasilających budynek w energię. W przypadku kotła gazowego średnia trwałość eksploatacyjna to 12-15 lat. Zazwyczaj po tym okresie urządzenie staje się nieopłacalne w naprawie, a koszt części serwisowych bywa zbliżony do ceny nowego urządzenia. Z kolei dla pomp ciepła średnia żywotność to 15-20 lat w przypadku pomp typu powietrze-woda oraz 20-25 lat w przypadku jednostek gruntowych (solanka-woda). Dolne źródło gruntu pompy ciepła ma żywotność określaną na 50 lat i więcej. Analizując czas użyteczności instalacji fotowoltaicznej należy uwzględnić oddzielnie żywotność modułów fotowoltaicznych, inwertera oraz okablowania. Większość modułów fotowoltaicznych znanych marek powinna pracować ponad 30 lat ze spadkiem mocy do około 80% pierwotnej wartości. Falownik fotowoltaiczny należy wymienić po około 10-15 latach, zaś trwałość okablowania i konstrukcji wsporczej modułów spokojnie przewyższy żywotność pozostałych elementów instalacji.

Koszty zakupu komponentów instalacji zasilających budynek w ciepło i energię elektryczną są oczywiście jednym z najbardziej istotnych elementów analizy, decydują bowiem o wartości nakładów inwestycyjnych. Nie bez znaczenia w tym wypadku pozostaje także region w którym wykonywany jest montaż oraz warunki panujące w danej lokalizacji. W dużych miastach i ich okolicach koszty usług są zazwyczaj droższe niż na prowincji. Celem wykonania analizy przyjęto wartości rynkowe średnie, na podstawie wieloletnich doświadczeń firmy, która zatrudnia doktoranta. Jako biuro projektowe i firma wykonawcza w zakresie instalacji

sanitarnych i elektrycznych, spółka dysponuje szeroką i aktualną bazą wiedzy w zakresie szacowania kosztów wykonania instalacji, o których mowa w opracowaniu. Ponadto posiłkowano się katalogami cenowymi producentów, cennikami hurtowni instalacyjnych, a także wykazem cen jednostkowych robót budowlanych i instalacyjnych, które w skali ogólnopolskiej są aktualizowane kwartalnie.

Poza przytoczonymi czynnikami, wpływającymi na rentowność inwestycji, nie można pominąć jeszcze jednego, bardzo istotnego aspektu oceny efektywności ekonomicznej rozpatrywanych rozwiązań energetycznych. Należy mianowicie ustalić parametry układu odniesienia, który dla nowych obiektów budowlanych będzie posiadał parametry zgodne z wytycznymi technicznymi, zawartymi w Rozporządzeniu Ministra [22] oraz zostanie zasilony konwencjonalnymi źródłami energii. Obiekt taki musi posiadać jednostkowe zużycie nieodnawialnej energii pierwotnej na poziomie nie przekraczającym $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$, dla budynku jednorodzinnego zasilanego za pomocą kotła gazowego. Jako źródło energii elektrycznej należy przyjąć sieć elektroenergetyczną systemową. Każde wyposażenie dodatkowe stanowić będzie nadwyżkę kosztów w stosunku do obiektu referencyjnego. Analizę ekonomiczną przeprowadzono szacując okres zwrotu dodatkowych nakładów inwestycyjnych w stosunku do obiektu bazowego, spełniającego wymogi rozporządzenia, zasilanego za pomocą konwencjonalnych źródeł energii.

W celu oceny przedsięwzięć polegających na wykorzystaniu w budownictwie odnawialnych źródeł energii oraz rozwiązań energooszczędnych przygotowano trójwymiarową macierz wariantów.

Pierwszym poziomem różnicowania jest energooszczędność budynku – przyjęto 3 klasy energooszczędności:

- budynek energooszczędny EU70,
- budynek niskoenergetyczny EU40,
- budynek pasywny EU15.

Drugi wymiar macierzy wariantów stanowi rodzaj wykorzystanych w obiekcie źródeł zasilania – dla każdej klasy energooszczędności przewidziano dwie opcje systemu grzewczego, dopasowane w zależności od klasy energooszczędności budynku.

Trzecim kryterium wariantowania rozwiązań jest udział energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej w bilansie zasilania – zastosowano 4 opcje zasilania:

- urządzenia grzewcze zasilane w 100% prądem sieciowym
- 30% energii elektrycznej pochodzące z instalacji PV
- 50% energii elektrycznej z instalacji PV

- całkowite pokrycie energii elektrycznej dla urządzeń grzewczych z instalacji PV
Dzięki temu uzyskano 24-elementową macierz wariantów do analizy energetyczno-ekonomiczno-ekologicznej.

W celu wykonania rzetelnych analiz zastosowano dwa dodatkowe kryteria różnicowania. W zależności od poziomu zużycia ciepłej wody użytkowej wyszczególniono dwa odrębne obiekty referencyjne. Z kolei system rozliczenia prosumenckiego dał kolejne kryterium podziału na dwa warianty, z których pierwszy przewiduje rozliczenie bezkosztowe (net-metering), a drugi uwzględnia ceny sprzedaży i zakupu energii elektrycznej w bilansie (net-billing). Dzięki tym zabiegom powstały 4 odrębne macierze wariantów, każda zawierająca 24 elementy, w wyniku czego przeanalizowano 96 wariantów ekonomicznych dla budynków energooszczędnych.

7.3. Metoda porównania pracy gruntowej i powietrznej pompy ciepła

Jednym z głównych tematów pracy jest analiza porównawcza pracy dwóch pomp ciepła. Pompa gruntowa, zamontowana w 2009 roku, pracuje na dolnym źródle w postaci wymiennika pionowego, złożonego z trzech odwiertów o łącznej długości 210 m. Obieg chłodniczy pracuje na czynniku R407c. Drugie urządzenie poddane analizie to powietrzna pompa ciepła typu monoblok, dla której rolę czynnika chłodniczego pełni propan (R290). Została zamontowana w 2022 roku, jako element wyposażenia instalacji grzewczej.

Podczas trzech okresów grzewczych, na przestrzeni lat 2022-2025, urządzenia pracowały równolegle jako główne źródło zasilania budynku mieszkalno-usługowego, zlokalizowanego we wsi Batowice pod Krakowem. Pierwszy sezon grzewczy (2022/23) służył jako okres obserwacji i kalibracji systemu zasilania. W kolejnym okresie grzewczym przeprowadzono szereg symulacji mających na celu optymalizację pracy instalacji hybrydowej oraz maksymalizację zużycia energii elektrycznej produkowanej przez instalację fotowoltaiczną. Analiza danych pomiarowych pozwoliła na wyciągnięcie szeregu wniosków dotyczących wykorzystania pomp ciepła i instalacji PV w budynkach o różnych klasach energetycznych i przy zróżnicowanych profilach wykorzystania energii. Sezon grzewczy 2024/25 dał z kolei możliwość zweryfikowania poprawności prowadzonych wcześniej analiz. Zestawienie danych pomiarowych ze wszystkich trzech okresów grzewczych pozwoliło na szersze zrozumienie specyfiki pracy zarówno urządzeń jak i ich współpracy z układem grzewczym w różnych

warunkach użytkowania. Dzięki temu możliwe było wypracowanie koncepcji prowadzącej do powstania wytycznych, stanowiących swego rodzaju przewodnik dla projektantów instalacji grzewczych z pompami ciepła w budynkach o różnych klasach energetycznych.

Odrębnym tematem, dotyczącym wykorzystania pomp ciepła, w celu zastąpienia innych źródeł energii jest kwestia możliwości do osiągnięcia efektywności pracy urządzenia przy różnych warunkach zewnętrznych oraz zmiennym zapotrzebowaniu na energię użytkową. Przez efektywność pompy ciepła rozumiemy stosunek mocy cieplnej, oddawanej do układu grzewczego, do mocy elektrycznej pobieranej przez sprężarkę pompy ciepła:

$$COP = \frac{P_c}{P_{el}} \quad (8)$$

gdzie:

COP – efektywność pracy urządzenia

P_c – moc cieplna generowana przez urządzenie

P_{el} – moc elektryczna pobierana przez urządzenie

Jest to istotne przede wszystkim w kontekście powietrznych pomp ciepła, których COP znacząco spada wraz ze spadkiem temperatury zewnętrznej, przy jednoczesnym zmniejszeniu mocy dyspozycyjnej. Zgodnie z tabelą 1, zawartą w rozporządzeniu [24], nakład energii pierwotnej różni się w zależności od źródła zasilania. Aby uzyskać zadowalające efekty zastąpienia źródeł kopalnych za pomocą pompy ciepła zasilanej z sieci elektroenergetycznej, należy określić minimalną wartość współczynnika $sCOP$ pompy ciepła, przy którym wykorzystanie energii pierwotnej nie przekroczy wartości dla źródła zastępowanego.

W przypadku gazu ziemnego współczynnik w_i wynosi 1,1, co w praktyce oznacza, że do ilości energii końcowej zużytej w postaci gazu ziemnego należy dodać kolejne 10%, żeby otrzymać nakład energii pierwotnej. Tak więc EP wynosi po prostu 110% ilości energii z gazu ziemnego, za który płaci użytkownik końcowy.

Przy przeliczaniu ilości energii pierwotnej, zużytej przez pompę ciepła, musimy wziąć pod uwagę źródło zasilania oraz efektywność pracy urządzenia. Jeżeli pompa ciepła będzie czerpać energię na pracę sprężarki z instalacji fotowoltaicznej, to wykorzystanie energii pierwotnej będzie zerowe. Z kolei w przypadku pomp nie zasilanych prądem sieciowym, np. pompy absorpcyjne gazowe, efektywność powyżej 1 zawsze będzie skutkowałą zmniejszeniem wykorzystania EP , w stosunku do kotła gazowego.

Sytuacja wygląda nieco inaczej, jeżeli sprężarkową pompę ciepła z napędem elektrycznym zasilimy prądem pochodzącym z sieci elektroenergetycznej. Wskaźnik w_i dla sieciowej energii elektrycznej wynosi 2,5, a więc jest ponad dwukrotnie wyższy niż dla gazu

ziemnego. Efektywność pompy ciepła ma w tym przypadku ogromne znaczenie, gdyż przy nieprawidłowej eksploatacji może się okazać, że wykorzystanie energii pierwotnej będzie wyższe niż w przypadku kotła gazowego, który chcemy zastąpić. Aby montaż pompy ciepła miał sens, należy określić minimalną wartość wskaźnika efektywności COP, przy którym, dla tej samej instalacji grzewczej, ilość energii pierwotnej, wynikającej ze zużycia prądu sieciowego, zrówna się z ilością energii pierwotnej z gazu ziemnego. Pominięcie sprawności układu jest tu zabiegiem celowym, mającym na celu uproszczenie rozumowania. W uproszczeniu, wystarczy współczynnik wykorzystania energii pierwotnej dla energii elektrycznej, podzielić przez współczynnik wykorzystania energii pierwotnej dla gazu ziemnego, a następnie zaokrąglić wynik w górę. W praktyce otrzymujemy wskaźnik efektywności COP pompy ciepła na poziomie $2,273 \cong 2,3$. Poniżej tej wartości praca pompy ciepła powoduje większe zużycie EP niż wykorzystanie kotła gazowego w instalacji grzewczej. Gruntowe pompy ciepła, z racji stabilnych parametrów dolnego źródła, utrzymują efektywność pracy w stosunkowo wąskim zakresie, więc największy wpływ na ich prawidłową i wysokoefektywną pracę będzie miał odpowiedni dobór wielkości kolektora gruntowego. Sytuacja komplikuje się jednak, kiedy mamy do czynienia z jednostką powietrzną, której efektywność pracy jest ściśle związana z temperaturą powietrza zewnętrznego. Nawet jeżeli urządzenie utrzymuje stałą moc przy niskich temperaturach, co oferują producenci nowoczesnych pomp ciepła, odbywa się to kosztem efektywności, o czym niestety się nie mówi.

Efektywna praca pompy ciepła to taka, przy której uzyskujemy więcej energii grzewczej niż zużywamy elektrycznej. Szacunki zawarte w różnych opracowaniach podają, że większość powietrznych pomp ciepła może efektywnie pracować do temperatury zewnętrznej na poziomie -15° , zaś przy temperaturach rzędu -20°C efektywność pracy urządzenia spada do tego stopnia, że jest ono wspomagane grzałką elektryczną. W takich warunkach praca pompy ciepła, nie dość, że nieopłacalna ekonomicznie, jest też większym obciążeniem dla środowiska niż wykorzystanie kotła gazowego jako źródła ogrzewania.

Choć producenci pomp ciepła podają COP w różnych punktach pracy urządzenia, badania są prowadzone w warunkach laboratoryjnych, przy ustabilizowanych parametrach pracy, takich jak stała temperatura zewnętrzna oraz stałe obciążenie cieplne. Porównanie rzeczywistych parametrów pracy pompy ciepła z danymi producenta wykazuje istotne różnice, które wynikają przede wszystkim z warunków eksploatacji.

Inną kwestią, nie do pominięcia, jest koszt produkcji energii. Przy obecnych cenach nośników energii gaz ziemny jest kilkukrotnie tańszy od energii elektrycznej. Aby praca pompy

ciepła była opłacalna ekonomicznie, przy korzystaniu z prądu sieciowego, COP pompy ciepła powinno być wyższe niż 3,5.

Nieco inaczej sytuacja wygląda, jeżeli dysponujemy instalacją fotowoltaiczną, jednak w tym przypadku koszty zależą od rodzaju systemu rozliczenia prosumenckiego. Przy rozliczeniu sieciowym bezkosztowym (net-metering) prosument, zależnie od wielkości instalacji PV, w ciągu kolejnego roku może odebrać 70-80% energii elektrycznej, którą oddał do sieci elektroenergetycznej, co stwarza możliwość takiego dopasowania wielkości instalacji fotowoltaicznej, żeby koszt pracy pompy ciepła bilansował się ekonomicznie do zera. Analizując jednostkowe koszty energii elektrycznej dla pracy pompy ciepła przy różnych wartościach sezonowego wskaźnika efektywności (sCOP), wyliczono minimalny udział energii z fotowoltaiki, przy którym koszt ogrzewania pompą ciepła zrówna się z kosztami opalania gazem. Dane obliczeniowe zastawiono w tabeli 13.

Tab. 13. Udział energii z PV w zasilaniu PC

sCOP pompy ciepła	udział PV dla zrównoważenia kosztów w odniesieniu do gazu ziemnego
2.0	43.32%
2.5	29.15%
3.0	14.98%
3.5	0.81%

Według wstępnych ustaleń, powietrzna pompa ciepła jest efektywna energetycznie przy spadku temperatury zewnętrznej do ok. -7°C . Poniżej tej wartości rzeczywiste COP spada do poziomu, przy którym zużycie energii pierwotnej oraz sezonowe koszty energii elektrycznej przekraczają koszt ogrzewania gazem ziemnym, co czyni pompę ciepła urządzeniem nieuzasadnionym ani energetycznie, ani ekonomicznie. Przy obecnym miksie energetycznym dla Polski, zasilanie pompy ciepła sieciąową energią elektryczną, jest efektywne ekologicznie już przy sCOP na poziomie 1,91.

Dla większości powietrznych pomp ciepła różnice między wartościami katalogowymi, a rzeczywistymi wartościami COP wynoszą ok. 15-25%, zaś dla gruntowych pomp ciepła, ze względu na ich mniejszą wrażliwość na warunki zewnętrzne, spadek ten wynosi ok. 5-15% [107, 108]. Powyższe rozbieżności oraz wiele innych czynników, w tym specyfika działania i efektywność konkretnej instalacji, sprawiają, że analiza różnych typów pomp ciepła tylko na podstawie danych producentów jest niemiarodajna, zaś zestawianie wyników z różnych obiektów i odrębnych instalacji nie daje jednoznacznych odpowiedzi na pytania dotyczące różnic w pracy gruntowych i powietrznych pomp ciepła.

Prezentowana instalacja jest pod tym względem unikatowa, bo obydwa rodzaje pomp ciepła są zamontowane na jednej instalacji i mogą pracować jednocześnie, w identycznych warunkach, przez co dane pomiarowe są bardziej wiarygodne niż te przedstawiane w dostępnej literaturze. Badania prowadzone w trzech pełnych okresach grzewczych, równolegle dla obu urządzeń, na tej samej instalacji grzewczej, wyraźnie pokazują różnice między parametrami pracy powietrznej i gruntowej pompy ciepła, w zależności od zmian warunków zewnętrznych oraz parametrów pracy układu grzewczego w budynku.

Kolejnym elementem analizy jest porównanie pracy układu chłodniczego powietrznej pompy ciepła z całościowym bilansem energii wszystkich elementów wchodzących w skład instalacji pompy ciepła. Zauważono, że dane z aplikacji dedykowanej powietrznej pompy ciepła różnią się od danych pomiarowych gromadzonych przez system sterująco-pomiarowy. Na podstawie analizy parametrów z obu aplikacji porównane zostały wskaźniki efektywności pracy samego układu chłodniczego pompy ciepła oraz sezonowy wskaźnik efektywności pompy ciepła. Analiza wykazała różnice w poborze energii elektrycznej i wytwarzaniu energii grzewczej na poziomie od kilku do nawet kilkudziesięciu procent, w zależności od długości cykli pracy i przestojów pompy ciepła. Dane skorelowano z parametrami pogodowymi. Dla wybranych dni ze wszystkich badanych okresów grzewczych przeprowadzono analizę pracy sprężarki powietrznej pompy ciepła oraz analizy porównawcze pracy gruntowej pompy ciepła z pracą powietrznej pompy ciepła.

7.4. Metoda oceny ekologicznej przedsięwzięcia

Działania proekologiczne, promowane przez Unie Europejską, skupiają się głównie na dwóch aspektach. Pierwszym z nich jest ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych, co prowadzi do redukcji nieodnawialnej energii pierwotnej w bilansie energetycznym. Efekt ten można osiągnąć poprzez zastąpienie paliw konwencjonalnych przez OZE oraz dzięki zwiększeniu efektywności wykorzystania energii. Efektywność możemy zwiększać poprzez poprawę sprawności konwersji energii zawartej w paliwach, poprawę sprawności energochłonnych procesów produkcyjnych, a w budownictwie poprzez ograniczanie strat energii: grzewczej przez zwiększanie izolacyjności przegród budowlanych, przeznaczonej na CWU przez ograniczenie zużycia ciepłej wody, elektrycznej dzięki energooszczędnemu oświetleniu i urządzeniom oraz inteligentnym systemom sterowania, które czuwają nad optymalnym zużyciem energii w budynku. Współczynnik wykorzystania energii pierwotnej dla poszczególnych źródeł ciepła, określony w rozporządzeniu [24] decyduje o ostatecznej

efektywności wykorzystania energii i w przypadku pomp ciepła zasilanych prądem pochodzącym z sieci elektroenergetycznej istotnym parametrem będzie wskaźnik sCOP, który informuje o efektywności pracy urządzenia.

$$sCOP = \frac{Q_{sez}}{E_{sez}} \quad (9)$$

gdzie:

$sCOP$ – sezonowy wskaźnik efektywności pompy ciepła

Q_{sez} – ciepło dostarczone do instalacji grzewczej w badanym sezonie

E_{sez} – energia elektryczna pobrana przez urządzenie w badanym sezonie

Okazuje się, że zastąpienie źródeł ciepła wykorzystujących energię nieodnawialną (gaz ziemny, węgiel itp.) za pomocą pomp ciepła będzie uzasadnione tylko wtedy, gdy całkowity (ważony) współczynnik w_i , wynikający z wykorzystania energii odnawialnej i prądu elektrycznego zasilającego sprężarkę pompy ciepła będzie niższy niż 1,1. Jak widać, będzie to ściśle związane z możliwą do uzyskania efektywnością sezonową zastosowanego urządzenia. W związku z tym, aby uzyskać zadowalające rezultaty, należałoby uzyskać sezonowy współczynnik efektywności pracy pompy ciepła na poziomie wyższym niż 2,3. W przeciwnym wypadku wykorzystanie pompy ciepła, zasilanej sieciąową energią elektryczną, będzie generowało wyższe wykorzystanie energii pierwotnej niż instalacja z kotłem gazowym, czy węglowym. Jest to kwestia bardzo istotna, zwłaszcza przy rozważaniu zastąpienia np. kotła węglowego powietrzną pompą ciepła, gdyż urządzenie charakteryzuje się dużą zmiennością efektywności pracy wraz ze zmianą parametrów powietrza zewnętrznego. Z pomocą przychodzi tu zamontowanie instalacji fotowoltaicznej do zasilenia pompy ciepła. Współczynnik w_i dla instalacji słonecznych wynosi 0,0, co oznacza, że wykorzystanie energii z instalacji PV nie powoduje wykorzystania nieodnawialnej energii pierwotnej. Kolejne pytanie, które się pojawia podczas planowanego montażu instalacji fotowoltaicznej, dotyczy stopnia wykorzystania produkowanego prądu na potrzeby zasilenia sprężarki pompy ciepła. Nie jesteśmy w stanie zapewnić 100% wykorzystania energii z instalacji PV, a część energii elektrycznej dla naszej pompy pobierzemy z sieci, dlatego też nie wyeliminujemy całkowicie udziału energii pierwotnej w ogólnym bilansie energetycznym budynku. W przyszłości, kiedy już uda się osiągnąć zadowalającą efektywność magazynowania energii elektrycznej, może okazać się to możliwe, jednak przy obecnych ograniczeniach technologicznych musimy założyć, że część energii elektrycznej dla naszej pompy ciepła będzie pochodziła ze źródeł nieodnawialnych. Poczynione w pracy założenia, dotyczące wykorzystania energii elektrycznej z instalacji PV, dotyczą tak naprawdę bilansu, a nie rzeczywistego wykorzystania prądu

z fotowoltaiki do zasilenia pompy ciepła. Jeżeli, w systemie prosumenckim, wyprodukowana przez moduły słoneczne energia zostanie przekazana do sieci elektroenergetycznej, skorzysta z niej ktoś inny, a bilans wykorzystania OZE wzrośnie, tak więc nie chodzi o fizyczne wykorzystanie prądu z OZE do zasilenia sprężarki pompy ciepła, ale o wygenerowanie odpowiedniej ilości energii elektrycznej, która po uwzględnieniu bilansu sieciowego, strat przesyłowych, czy wreszcie rezerwy energetycznej w systemie elektroenergetycznym, zapewni zaspokojenie potrzeb energetycznych pompy ciepła na odpowiednim poziomie. W domach jednorodzinnych kładzie się nacisk na energię dla potrzeb grzewczych, bez uwzględniania energii dla oświetlenia, czy pozostałych urządzeń elektrycznych. W efekcie bilans może obejmować całość energii elektrycznej z PV, wykorzystanej w budynku, niezależnie od odbiorców. Stwarza to możliwość zaliczenia, na poczet bilansu pracy pompy ciepła, wykorzystania energii z instalacji fotowoltaicznej poza sezonem grzewczym, przez inne urządzenia elektryczne zainstalowane w domu jednorodzinnym. Z tego zabiegu bardzo często korzystają audytorzy podczas wykonywania świadectw charakterystyki energetycznej oraz obliczeń do audytów energetycznych na potrzeby przedsięwzięć termomodernizacyjnych. Inaczej osiągnięcie odpowiednich wskaźników dotyczących zastąpienia źródeł konwencjonalnych przez OZE byłoby niezmiernie trudne, a często wręcz niemożliwe.

Drugim, niemniej ważnym, powodem działań, prowadzących do zmniejszenia wykorzystania paliw kopalnych, jest redukcja emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń takich jak tlenki siarki, tlenki azotu, metale ciężkie, pyły PM10, PM2,5, sadza, czad czy benzo- α -piren. Są to związki chemiczne, które negatywnie wpływają na wiele obszarów gospodarki oraz na zdrowie i komfort życia człowieka. Tlenki siarki i azotu reagują z wilgocią zawartą w powietrzu atmosferycznym, co powoduje powstawanie zjawiska kwaśnych deszczów, które degradują glebę zmniejszając plony rolników, zakwaszają wody powierzchniowe, przyczyniając się do giniecia ryb, skorupiaków i planktonu, powodują zakłócenia w cyklu składników odżywczych w ekosystemach leśnych, osłabiając drzewa czynią je bardziej podatnymi na działanie chorób i szkodników, przyspieszają korozję konstrukcji budowlanych i niszczenie zabytków. Poza kwasami, z tlenków siarki i azotu powstają w atmosferze siarczany i azotany, które wchodzą w skład pyłu zawieszonego, co zwiększa smog, ogranicza widoczność i ma szkodliwy wpływ na zdrowie. Pyły wtórne przenikają do krwioobiegu i powodują wzrost ryzyka chorób serca i udarów. Ponadto tlenki azotu, pod wpływem promieniowania słonecznego, uczestniczą w reakcjach z lotnymi związkami organicznymi, powodując powstawanie ozonu troposferycznego oraz smogu

fotokchemicznego. Ozon jest substancją toksyczną dla organizmów żywych, w związku z czym jest niepożądany w dolnych warstwach atmosfery. U roślin powoduje przedwczesne starzenie liści i przyczynia się do zmniejszenia plonów zbóż i warzyw. Same tlenki siarki podrażniają drogi oddechowe i mogą powodować skurcz oskrzeli, kaszel i duszności, a u roślin uszkodzenie tkanki liścia oraz zaburzenia procesu fotosyntezy. Z kolei tlenki azotu wnikając głęboko do płuc uszkadzają nabłonek pęcherzyków płucnych, co zmniejsza odporność na infekcje. W większych stężeniach działają też toksycznie na rośliny, niszcząc ich aparaty szparkowe. Długotrwałe narażenie na działanie tlenków siarki i azotu oraz ich pochodnych zwiększa u ludzi i zwierząt ryzyko przewlekłej obturacyjnej choroby płuc, astmy, nadciśnienia tętniczego oraz nowotworów układu oddechowego. Obecne w popiołach i spalinach metale ciężkie, takie jak rtęć, ołów, kadm, nikiel, chrom czy arsen, poprzez akumulację w glebie hamują kiełkowanie i wzrost roślin, a kumulując się w organizmach wodnych i lądowych, uszkadzają większość narządów i tkanek, powodując nieprawidłowe działanie wszystkich układów organizmu. Główne źródła emisji i wpływ metali ciężkich na zdrowie człowieka przedstawiono w tabeli 14.

Tab. 14. Metale ciężkie – źródła emisji i wpływ na zdrowie człowieka.

Metal	Główne źródła emisji	Choroby i zaburzenia
Rtęć (Hg)	spalanie węgla, przemysł chemiczny, wydobywanie złota	uszkodzenia układu nerwowego (drżenia, zaburzenia pamięci, koordynacji), choroba Minamata, zaburzenia rozwoju płodu, uszkodzenia nerek, osłabienie odporności
Ołów (Pb)	spalanie węgla i benzyny ołowiowej (dawniej), przemysł metalurgiczny, baterie	uszkodzenia mózgu i nerwów (obniżenie IQ u dzieci), anemia, nadciśnienie, choroby serca, zaburzenia wzrostu kości
Kadm (Cd)	spalanie węgla, przemysł metalurgiczny, akumulatory, nawozy fosforowe	uszkodzenia nerek (białkomocz), osteoporoza, deformacje kości (choroba Itai-itai), nowotwory płuc, przewlekłe choroby oskrzeli
Arsen (As)	spalanie węgla, hutnictwo, pestycydy, woda gruntowa	rak skóry, płuc, wątroby i pęcherza, choroby naczyń krwionośnych (stopa czarna), zatrucia przewlekłe i ostre (ból brzucha, wymioty)
Chrom (Cr VI)	spalanie węgla, garbarnie, przemysł metalowy	rak płuc, astma, zapalenie oskrzeli, owrzodzenia skóry, alergie kontaktowe, choroby przewodu pokarmowego
Nikiel (Ni)	spalanie węgla, przemysł metalurgiczny, akumulatory	alergie skórne (wypryski, swędzenie), zapalenie oskrzeli, pylica, rak płuc i krtani, osłabienie odporności

Tlenek węgla, potocznie nazywany czadem, powstaje przy niecałkowitym spalaniu węgla i jest toksyczny dla ludzi i zwierząt, gdyż łączy się z hemoglobina, blokując tym samym transport tlenu we krwi. W końcu benzo- α -pien, który jest jednym z najbardziej toksycznych wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych, jest substancją silnie kancerogenną, gdyż wiąże się z DNA i tworzy mutacje prowadzące do powstawania nowotworów, głównie płuc, skóry i pęcherza. Jako że stanowi produkt niecałkowitego spalania substancji organicznych i powstaje podczas spalania węgla, drewna, ropy naftowej, śmieci oraz palenia papierosów, benzo- α -pien jest substancją ściśle monitorowaną jako wskaźnik zanieczyszczenia powietrza. Poza właściwościami rakotwórczymi, powoduje podrażnienie dróg oddechowych, nasilenie przewlekłych chorób zapalnych, stymuluje stres oksydacyjny, zwiększa ryzyko miażdżycy i chorób sercowo-naczyniowych, może powodować zaburzenia płodności, a u dzieci wady rozwojowe i niską masę urodzeniową. Co więcej, jest to substancja charakteryzująca się wysoką trwałością w środowisku, przez co kumuluje się latami, zarówno w tkankach roślinnych, jak i w tłuszczu zwierzęcym, przez co przechodzi w łańcuchu pokarmowym. Obowiązujące w UE normy średnioroczne to 1 ng/m³ w pyłe PM10, jednak w Polsce, zwłaszcza podczas sezonu grzewczego, norma ta jest często przekraczana wielokrotnie (nawet >10 ng/m³).

Choć wpływ zanieczyszczeń powstających w wyniku spalania paliw kopalnych jest powszechnie znany, trudno oszacować w jaki sposób substancje te korelują z innymi czynnikami powodującymi podobne efekty. Nie sposób także ocenić za jaki odsetek chorób odpowiadają czynniki naturalne, niezależne od działalności człowieka. Jest to jeden z powodów spływania problemu emisji do efektu cieplarnianego i przedstawiania ilościowego efektu ekologicznego zastąpienia ropy, węgla i gazu odnawialnymi źródłami energii poprzez ekwiwalent CO₂. Tymczasem całościowy efekt ekologiczny jest zestawem wskaźników obejmujących wpływ paliw kopalnych na środowisko, klimat i zdrowie. Do najważniejszych wskaźników efektu ekologicznego, zastąpienia paliw kopalnych przez OZE, należą:

- wskaźnik emisji gazów cieplarnianych – oblicza się redukcję emisji w tonach CO₂-eq⁷, jako roczną wartość w porównaniu z elektrownią węglową. Dla wyliczenia ekwiwalentu dwutlenku węgla ważne jest określenie GWP⁸ dla pozostałych gazów cieplarnianych.

⁷ Ekwiwalent dwutlenku węgla

⁸ Global Warming Potential – wskaźnik potencjału tworzenia efektu cieplarnianego, określający wielkość wpływu jednostki danej substancji na globalne ocieplenie, w porównaniu z tą samą ilością dwutlenku węgla, w okresie 100 lat. Jednostką GWP jest CO₂-eq. GWP dwutlenku węgla wynosi 1.

- wskaźniki jakości powietrza – obrazujące efekt zdrowotny OZE dla ludzi i ekosystemu, w tym emisja SO_x, NO_x, PM2.5, PM10, WWA oraz poprawa jakości powietrza (np. zmniejszenie stężenia substancji rakotwórczych w powietrzu, czy też liczba dni spełnienia normy PM2.5 w skali roku);
- wskaźniki zużycia surowców – przede wszystkim zużycie wody (do procesów chłodzenia w elektrowniach węglowych i jądrowych) oraz ograniczenie wydobycia węgla, ropy i uranu;
- wskaźniki wpływu na ekosystem – ekologiczny ślad energetyczny, określający powierzchnię ekosystemu zaburzoną przez wydobycie paliw kopalnych w odniesieniu do powierzchni zajętych przez OZE (farmy wiatrowe i fotowoltaiczne) ale także porównanie zakwaszenia wód i gleb w formie zestawienia wartości pH w regionie z OZE i w sąsiedztwie elektrowni węglowych oraz bioróżnorodność w rejonach działalności energetycznej;
- wskaźniki cyklu życia – w tym analiza emisji od wydobycia surowców, przez produkcję, eksploatację, po recykling i utylizację – dla OZE oznacza to uwzględnienie produkcji modułów PV, turbin wiatrowych, czy akumulatorów i pozwala na zobrazowanie realnego efektu ekologicznego, a nie tylko ilości unikniętej emisji dzięki bezemisyjnemu wytwarzaniu energii;
- wskaźniki ekonomiczno-ekologiczne – przede wszystkim redukcje kosztów zewnętrznych, takich jak zmniejszenie kosztów zdrowotnych, degradacji środowiska, czy napraw infrastruktury zniszczonej przez zanieczyszczenia, a także wskaźnik nakładu energii, w postaci informacji ile energii trzeba zainwestować w celu wyprodukowania jednej jednostki energii z OZE w zestawieniu z produkcją z paliw kopalnych.

Większość inwestycji, mających na celu ochronę środowiska, może się wydawać z pozoru nieopłacalna. Jeżeli jednak weźmiemy pod uwagę nie tylko aspekt ekonomiczny niektórych rozwiązań, możemy dojść do wniosku, że inwestycje proekologiczne mają większy sens.

Najłatwiejszym sposobem przedstawienia efektu ekologicznego jest oszacowanie wielkości unikniętej emisji poszczególnych szkodliwych produktów spalania paliw kopalnych. Dane zestawione w tabelach porównawczych zostały przygotowane na podstawie danych KOBIZE dotyczących emisyjności produkcji energii elektrycznej w Polsce za rok 2023 [109], informacji dotyczących emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza z kotłów gazowych, zawartych w dokumencie amerykańskiej Agencji Ochrony Środowiska [110] oraz raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej, dotyczącego emisji z elektrowni węglowych [111]. Dla potrzeb analizy ekologicznej zestawiono dane jednostkowe unikniętej emisji szkodliwych substancji oraz ekwiwalentu CO₂ na MWh wytworzonej energii (tab. 15)

i porównano jednostkowe wartości emisji poszczególnych substancji dla różnych sposobów zasilania instalacji grzewczej w budynku (tab. 16).

Tab. 15. Uniknięta emisja gazów cieplarnianych i szkodliwych substancji dla produkcji prądu z instalacji PV

Zanieczyszczenie / gaz cieplarniany	Uniknięta emisja przy zastąpieniu węgla [kg/MWh]	Uniknięta emisja przy zastąpieniu gazu ziemnego [kg/MWh]
Dwutlenek węgla (CO ₂)	820–1000	400–500
Metan (CH ₄)	0,05	0,03
Podtlenek azotu (N ₂ O)	0,004	0,002
Tlenki azotu (NO _x)	1,5–2,0	0,4–0,6
Tlenki siarki (SO _x)	2,0–3,0	0,1–0,3
Pyły zawieszone (PM10 / PM2.5)	0,5–1,0	0,05–0,1
Benzo[α]piren (BaP)	0,0002–0,0005	0,00005

Tab. 16. Porównanie emisji przy różnych sposobach ogrzewania budynku w kg/MWh energii grzewczej

Zanieczyszczenie / gaz cieplarniany	Kocioł gazowy	Pompa ciepła 100% sieć	Pompa ciepła 70% sieć / 30% PV	Pompa ciepła 100% PV
CO ₂ -eq	207,5	114	96	14–17
NO _x	0.1	0.2	0.15	0.02
SO ₂	0.001	0.01	0.008	0.001
PM	0.002	0.01	0.008	0.001
CO	0.1	0.2	0.15	0.02
benzo[α]piren	0.00005	0.0000114	0.000008	≈0

Dane mogą posłużyć do oszacowania efektu ekologicznego zaproponowanych rozwiązań energetycznych. Podstawowym wskaźnikiem jest oczywiście redukcja emisji gazów cieplarnianych, wyrażona w ekwiwalencie dwutlenku węgla, jednak redukcja emisji pozostałych substancji również jest bardzo istotne, ze względu na ich szkodliwy wpływ na środowisko i zdrowie człowieka.

W różnych opracowaniach specjalistycznych [112-116] można znaleźć również kosztowe oszacowanie efektu ekologicznego zastąpienia energii ze źródeł kopalnych za pomocą OZE, nie jest to jednak przedmiotem rozważań doktoranta, dlatego dalsze analizy zawierają jedynie dane ilościowe dotyczące możliwości uniknięcia emisji gazów cieplarnianych i szkodliwych produktów spalania paliw kopalnych, dzięki zastąpieniu konwencjonalnych źródeł energii za pomocą OZE.

7.5. Implementacja opracowanej metodyki do oceny efektów energetycznych, ekonomicznych i ekologicznych proponowanych rozwiązań

Ocena energetyczna rozpatrywanych rozwiązań

W toku badań i prowadzonych analiz podjęto próbę oceny zasadności zastosowania poszczególnych rozwiązań pod względem energetycznym. Zastosowanie tylko konwencjonalnych źródeł energii w budownictwie, przy uwzględnieniu obecnie obowiązujących przepisów, jest zupełnie nieopłacalne. Przepisy jasno nie precyzują standardu energetycznego budynku w odniesieniu do konstrukcji, a jedynie podają zestaw wartości w odniesieniu do zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną.

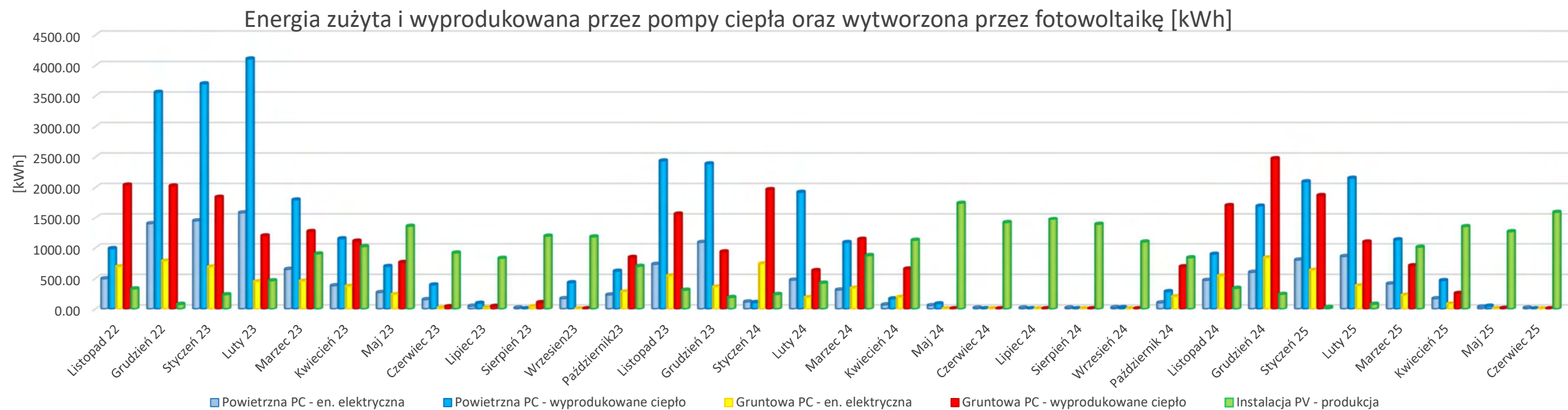
Wartości dotyczące parametrów konstrukcyjnych budynku, zawarte w rozporządzeniu [22], nie precyzują parametrów budynku, które pozwoliłyby spełnić wymogi co do zapewnienia zużycia energii na odpowiednio niskim poziomie, a są jedynie wyznacznikiem minimalnego wymaganego standardu izolacyjności nowobudowanych obiektów oraz wskaźników koniecznych do osiągnięcia podczas modernizacji termicznej budynków istniejących. Przy obecnych zapisach, dotyczących wykorzystania nieodnawialnej energii pierwotnej, budynek wzniesiony w oparciu o te wartości przenikalności cieplnej przegród zewnętrznych, nie jest w stanie spełnić wymogów energetycznych bez zasilenia go źródłami ciepła o obniżonym współczynniku nakładu energii pierwotnej. Z analiz wynika, że obiekt mieszkalny jednorodzinny, zasilony za pomocą gazu i prądu sieciowego nie może zużywać więcej niż ok. 55 kWh/(m²·rok) energii użytkowej, przy czym nie mówimy tu tylko o energii potrzebnej do zapewnienia kompensacji strat ciepła przez przenikanie i wentylację, ale także o energii na zaspokojenie potrzeb związanych z przygotowaniem ciepłej wody użytkowej. Norma PN-92/B-01706, dotycząca instalacji wodociągowych i ciepłej wody, podawała jednostkowe zużycie CWU dla budynków z natryskami na poziomie 110-130 dm³/(osobę·dobę), co daje ok. 600 litrów dziennego zapotrzebowania dla pięcioosobowej rodziny. W skali roku jest to koszt energetyczny rzędu 11 479 kWh, przy założeniu, że będziemy ogrzewać wodę o temperaturze 10°C do temperatury 55°C. W domu jednorodzinnym o powierzchni 150 m², daje to zapotrzebowanie na energię użytkową dla CWU na poziomie ok. 76,5 kWh/(m²·rok), co przy obecnych przepisach, przekracza wartość dopuszczalnego zużycia energii pierwotnej. Zakładając zasilenie instalacji CWU gazem ziemnym, przy sprawności układu grzewczego na

poziomie 90%, otrzymujemy EP na przygotowanie tylko ciepłej wody użytkowej na poziomie przekraczającym $93 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Dobre praktyki projektowe, choć nie ujęte w żadnych dokumentach normatywnych ani w obowiązujących przepisach prawnych, zakładają dobowe zużycie ciepłej wody użytkowej w gospodarstwie domowym na poziomie ok. $60 \text{ dm}^3/\text{os.}$, co przekłada się na roczny wydatek energetyczny na poziomie ok. $1150 \text{ kWh}/\text{os.}$, a po przeliczeniu na 5-osobową rodzinę w domu o powierzchni 150 m^2 daje wartość $EP \approx 46,7 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Taka kalkulacja w korelacji z Wytocznymi Technicznymi na 2021 rok daje możliwość wykorzystania maksymalnie $23,3 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$ nieodnawialnej energii pierwotnej na potrzeby ogrzewania i wentylacji. Przy uwzględnieniu ogrzewania gazowego oraz wentylacji mechanicznej z rekuperacją o wydatku $250 \text{ m}^3/\text{h}$, zasilanej prądem sieciowym, pozostawia skromne $17 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$ na energię użytkową na potrzeby ogrzewania i wentylacji. Jest to ilość energii odpowiadająca niemal standardowi pasywnemu – $EU=15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Nawet przyjmując ilość ciepłej wody użytkowej na jednego mieszkańca na poziomie $35 \text{ dm}^3/\text{dobę}$, co jest dolną wartością zakresu zawartego w rozporządzeniu dotyczącym obliczania charakterystyki energetycznej [24], $3345,5 \text{ kWh}/\text{rok}$, zużyte na przygotowanie CWU dla 5-osobowej rodziny, mieszkającej w domu o powierzchni 150 m^2 , przy ogrzewaniu gazowym, przełoży się na wykorzystanie EP na poziomie $27,3 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$, wobec czego na ogrzewanie i wentylację zostaje rezerwa EP wynosząca $42,7 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Przy uwzględnieniu ogrzewania gazowego i rekuperacji zasilanej prądem sieciowym, zostaje nam do dyspozycji zaledwie $33 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$ dla ogrzewania i wentylacji, co plasuje budynek w granicach standardu niskoenergetycznego: $EU \leq 40 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Przyjęte powyżej założenia wystarczająco uzmysławiają, iż wykorzystanie paliw kopalnych, jako jedyne źródła zasilania budynku, przy obecnie obowiązujących przepisach, wymuszają zastosowanie rozwiązań konstrukcyjnych z dziedziny budownictwa niskoenergetycznego, a nawet pasywnego. Wobec tego dla budynku referencyjnego przyjęto standard budowlany dla obiektu niskoenergetycznego, z instalacjami wykorzystującymi konwencjonalne źródła energii. Zarówno w analizie energetycznej, jak i ekonomicznej porównano budynek energooszczędny: EU na ogrzewanie i wentylację na poziomie $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$, budynek niskoenergetyczny: $EU=40 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$ oraz budynek pasywny: $EU=15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Wszystkie budynki o obniżonym zapotrzebowaniu na energię zostały przeanalizowane przy zasilaniu pompami ciepła, a budynek pasywny również z grzejnikami elektrycznymi, z podziałem na warianty zaspokojenia potrzebnej ilości energii elektrycznej za pomocą miksu energii sieciowej i PV. Oszacowano wymagania dotyczące instalacji dla każdego z wariantów, przy których spełnione zostaną Wytocznym Technicznym zawarte w rozporządzeniu [22], a następnie przygotowano

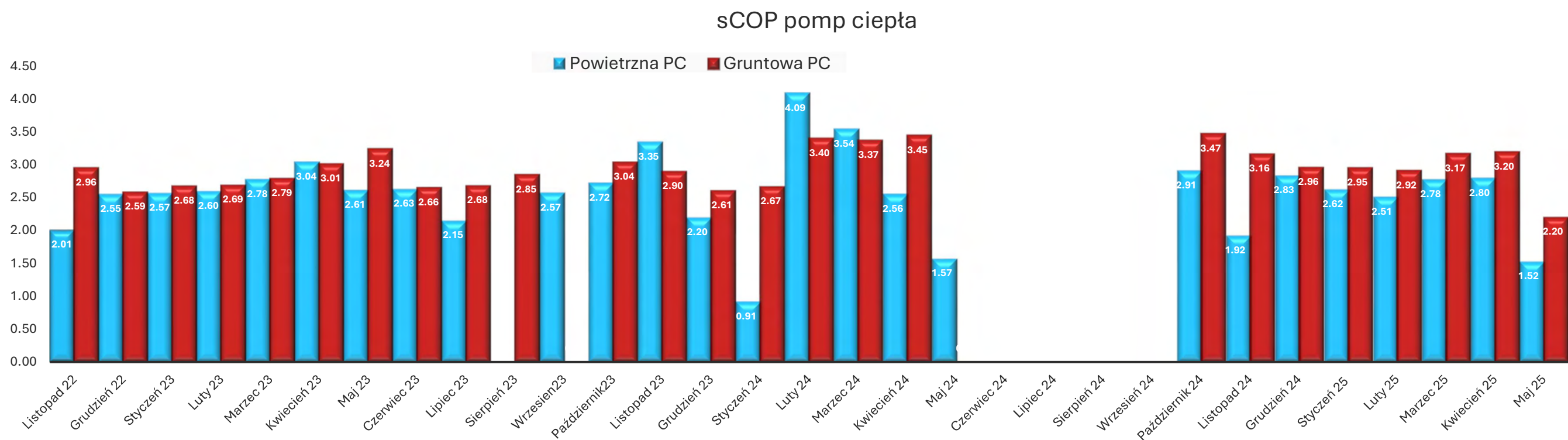
analizę ekonomiczną wariantów. Spośród wariantów dla założonego wyższego zużycia ciepłej wody użytkowej aż 4 opcje nie spełniają wymogów WT2021, zaś przy niższym zużyciu CWU tylko jeden wariant nie mieści się w zakresie EP dopuszczanego przez rozporządzenie.

Nieco inaczej wyglądają analizy dotyczące budynków istniejących. Wprawdzie UE wprowadza przepisy dotyczące planowanych obostrzeń, jednak na dzień dzisiejszy nie obowiązują żadne ustalenia prawne, obligujące użytkowników budynków mieszkalnych do zmniejszenia wykorzystania energii ze źródeł kopalnych oraz takie, które prowadziłyby do zmniejszenia energochłonności istniejących budynków w ogóle. Jedynym bodźcem, do działań mających na celu zwiększanie efektywności wykorzystania energii, jest aspekt ekonomiczny. Rosnące ceny energii skłaniają jej konsumentów zarówno do ograniczenia zużycia energii elektrycznej, gazu, czy węgla, co przyczynia się do wzrostu inwestycji w przedsięwzięcia termomodernizacyjne. Drugim kierunkiem w zmniejszaniu kosztów użytkowania energii, zwłaszcza w gospodarstwach domowych, jest poszukiwanie alternatywy dla węgla i gazu, co przyczynia się do modernizacji układów grzewczych i zasilania ich między innymi pompami ciepła, w połączeniu z instalacją fotowoltaiczną w celu zmniejszenia rachunków za prąd.

W celu eksperymentalnego sprawdzenia słuszności teoretycznych rozważań, dotyczących opłacalności wykorzystania odnawialnych źródeł energii, ze szczególnym uwzględnieniem pomp ciepła współpracujących z instalacjami PV, przeprowadzono długookresowe badania na układzie zasilania budynku wielofunkcyjnego, posiadającego rozbudowaną instalację grzewczą, zaopatrywaną przez kilka źródeł ciepła oraz instalację fotowoltaiczną, pracującą nasieciowo, w prosumenckim rozliczeniu bilansowym 1:0,8. W badanym obiekcie przeprowadzono szereg analiz, bazujących na danych pomiarowych z trzech pełnych okresów grzewczych. W pierwszej kolejności przeprowadzono analizę całościową, sporządzono bilanse energii dla budynku oraz przeanalizowano efektywność pracy pomp ciepła. Na rysunku 18 przedstawiono wartości miesięczne energii pobranej i wyprodukowanej przez pompy ciepła oraz energię elektryczną wyprodukowaną w poszczególnych miesiącach przez instalację fotowoltaiczną. Na podstawie danych o poborze energii elektrycznej i produkcji ciepła przez pompy ciepła wyliczono miesięczne wartości sCOP. Interpretację graficzną współczynnika efektywności w okresie prowadzenia badań przedstawiono na rysunku 19. Dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez powietrzną i gruntową pompę ciepła, w zestawieniu z produkcją energii z instalacji fotowoltaicznej, dają możliwość określenia pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby grzewcze przy istniejącym rozliczeniu bilansowym.



Rys. 18. Bilans energii zużytej i wyprodukowanej przez pompy ciepła oraz energii wytworzonej przez instalację fotowoltaiczną obejmujący wszystkie trzy okresy grzewcze poddane analizie.



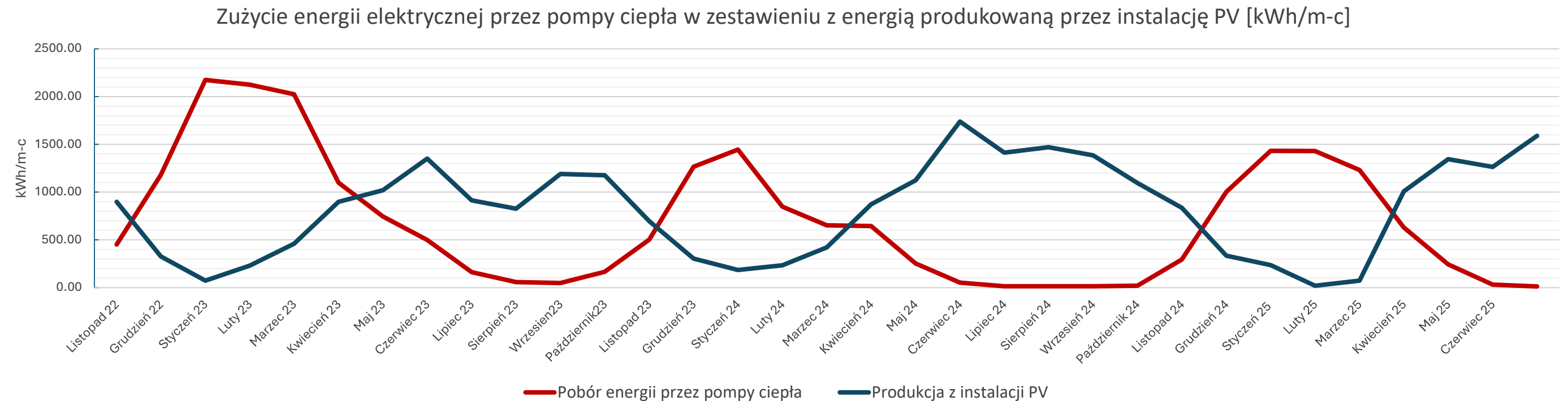
Rys. 19. Miesięczne wartości średnie wskaźników efektywności pracy pomp ciepła w analizowanym przedziale czasowym.

Wykresy sumarycznego zużycia energii elektrycznej przez pompy ciepła oraz produkcji z instalacji fotowoltaicznej zostały zestawione na rysunku 20. Z kolei rysunek 21 przedstawia bilans energii wyprodukowanej przez instalację PV, zaś na rys. 22 zestawiono miesięczne procentowe wartości autokonsumpcji energii elektrycznej wyprodukowanej przez fotowoltaikę. Analizy tych danych i rysunków dają odpowiedzi na wiele pytań związanych z eksploatacją zarówno OZE jak i samego budynku. Kolejnym elementem jest symulacja możliwości zaspokojenia zapotrzebowania pomp ciepła na energię elektryczną prądem wyprodukowanym przez fotowoltaikę. Dane z symulacji zestawiono na rysunku 23.

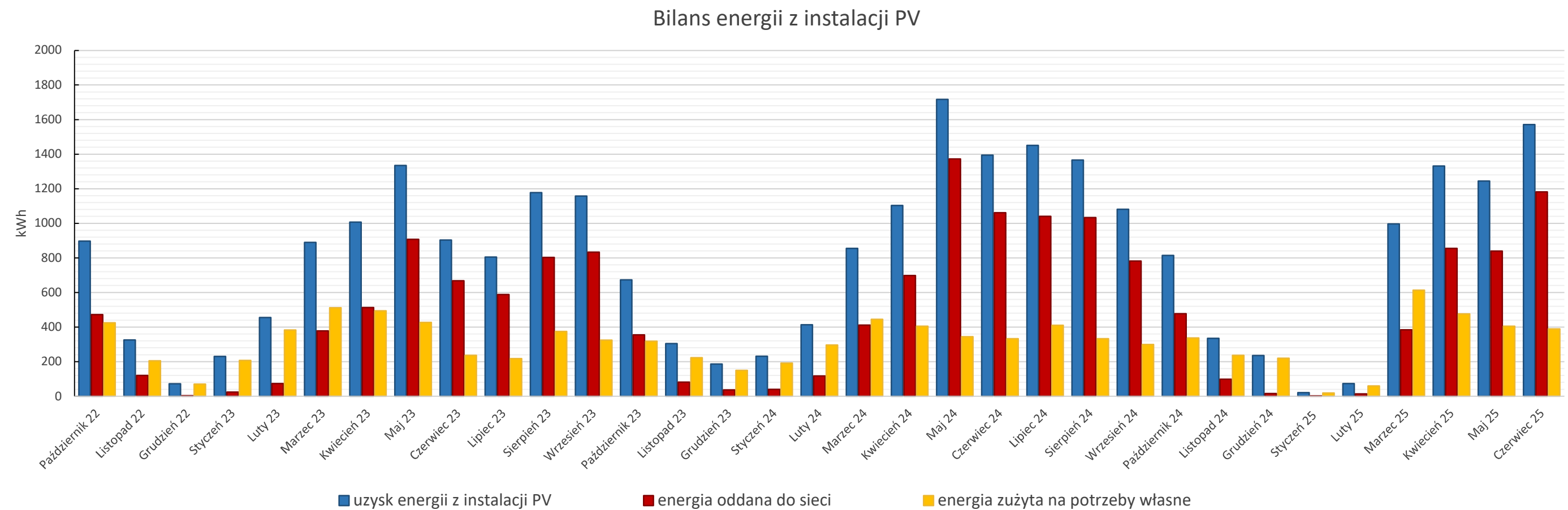
W celu przeprowadzenia analizy porównawczej pracy pomp ciepła oraz oszacowania możliwości ich wykorzystania do ogrzewania budynku bez źródła szczytowego, na okres grzewczy pracę kotła gazowego przesterowano na potrzeby instalacji ciepłej wody użytkowej. W pierwszym okresie grzewczym, kiedy instalacja pracowała bez kalibracji systemu sterowania, pompy ciepła zużyły i wyprodukowały znacznie więcej energii, pomimo iż pierwszy sezon grzewczy był porównywalny pod względem stopniodni z sezonem trzecim. Wykres 18 pokazuje wyraźnie zmianę w zużyciu i produkcji energii przez pompy ciepła po dostosowaniu systemu sterującego do potrzeb pracy układu zasilania budynku z pompami ciepła. Kiedy w nocy temperatura zewnętrzna spada, układ sterowania zgłasza potrzebę dostarczenia energii do pomieszczeń w celu kompensacji zwiększonych strat przez przenikanie. Bez odpowiedniego wysterowania pracy powietrznej pompy ciepła, urządzenie dostaje sygnał do pracy i włącza się, produkując energię przy większym obciążeniu i w mniej korzystnych warunkach, co obniża COP i zwiększa zużycie energii elektrycznej. Dodatkowo, przy standardowych parametrach pracy instalacji, która wcześniej była zasilana za pomocą gruntowej pompy ciepła i kotła gazowego, przestawienie pracy układu na powietrzną pompę ciepła, skutkuje zwiększeniem bezwładności układu grzewczego. Brak pracy kotła, który w krótkim czasie gwarantował odpowiednio wyższą temperaturę zasilania obiegów grzewczych skutkuje większym wychłodzeniem pomieszczeń i zwiększonym zapotrzebowaniem na energię do ich ogrzania. Prawidłowo wysterowany system zasilania, pracujący ze źródłami niskotemperaturowymi, musi odpowiednio wcześniej reagować na zmiany temperatury zewnętrznej, aby ustabilizować z wyprzedzeniem temperaturę w ogrzewanych pomieszczeniach. Dodatkowo przesunięcie czasu pracy powietrznej pompy ciepła na okres w ciągu dnia, kiedy temperatury zewnętrzne są wyższe niż w nocy, poprawia efektywność działania urządzenia przez co pobór energii elektrycznej spada.

Kolejnym problemem, który zaobserwowano podczas eksploatacji budynku w pierwszym sezonie grzewczym, jest sposób użytkowania obiektu i nawyki mieszkańców. W każdej z wydzielonych stref grzewczych znajdują się czujniki temperatury wewnętrznej, jednak nie są one umiejscowione we wszystkich pomieszczeniach ogrzewanych. Podczas pogodnego dnia, kiedy na skutek wzrostu uzysków od promieniowania słonecznego temperatura w pomieszczeniach wzrastała, mieszkańcy często otwierali okna, a później, zwłaszcza w częściach wspólnych, takich jak łazienki, czy korytarz, zapominali je zamykać, przez co w godzinach wieczornych temperatura w pomieszczeniach spadała, a system grzewczy starając się uzupełnić straty pracował z większym wydatkiem. Dla powietrznej pompy ciepła oznaczało to pracę w cięższych warunkach, przy większym poborze energii elektrycznej. Dodatkowo układ grzewczy, ze względu na spadek temperatury w pomieszczeniach przez cały czas pracował na maksymalnym dostępnym parametrze wody grzewczej. Konsekwencją takiej pracy układu było przegrzewanie pomieszczeń, w których okna były zamknięte, co skłaniało mieszkańców do ich ponownego uchylania, a w konsekwencji układ grzewczy pracował z jeszcze większą mocą. Gruntowa pompa ciepła, po zanotowaniu spadku temperatury dolnego źródła automatycznie wyłączała się, co skutkowało zwiększeniem eksploatacji powietrznej pompy ciepła w celu uzupełnienia niedoboru ciepła w budynku. Taka eksploatacja pomp ciepła spowodowała, że sezonowa efektywność powietrznej pompy ciepła w okresie grzewczym 2022/2023 wyniosła ok. 2,6. Z kolei gruntowa pompa ciepła, ze względu na częstą pracę na granicy możliwości dolnego źródła osiągnęła sCOP z tego samego okresu grzewczego na poziomie ok. 2,8. Powodem tak niskich wartości współczynnika sCOP dla obydwu urządzeń może być także fakt, iż układ grzewczy, przystosowany do pracy z kotłem gazowym i kominkiem, w czasie wzmożonego zapotrzebowania na energię grzewczą, wymaga wyższych temperatur zasilania niż standardowe układy grzewcze współpracujące tylko z pompami ciepła.

Gruntowa pompa ciepła, z racji stabilnych parametrów dolnego źródła, wykazała zdecydowanie mniejszą reakcję na zmianę nawyków mieszkańców i kalibrację układu. W pierwszym sezonie grzewczym gruntowa pompa ciepła wytworzyła prawie 11 000 kWh energii grzewczej, podczas gdy w kolejnych sezonach było to odpowiednio niespełna 7 000 kWh i 9 000 kWh. Powietrzna pompa ciepła w pierwszym sezonie grzewczym wyprodukowała ponad 15 000 kWh energii grzewczej, a w kolejnych około 8 000 kWh. Analiza danych meteorologicznych wykazała, że drugi sezon grzewczy był znacznie łagodniejszy niż pierwszy i trzeci, natomiast w pierwszym i ostatnim z badanych sezonów grzewczych dane były bardzo podobne. Porównując dane dotyczące produkcji energii w pierwszym i trzecim sezonie

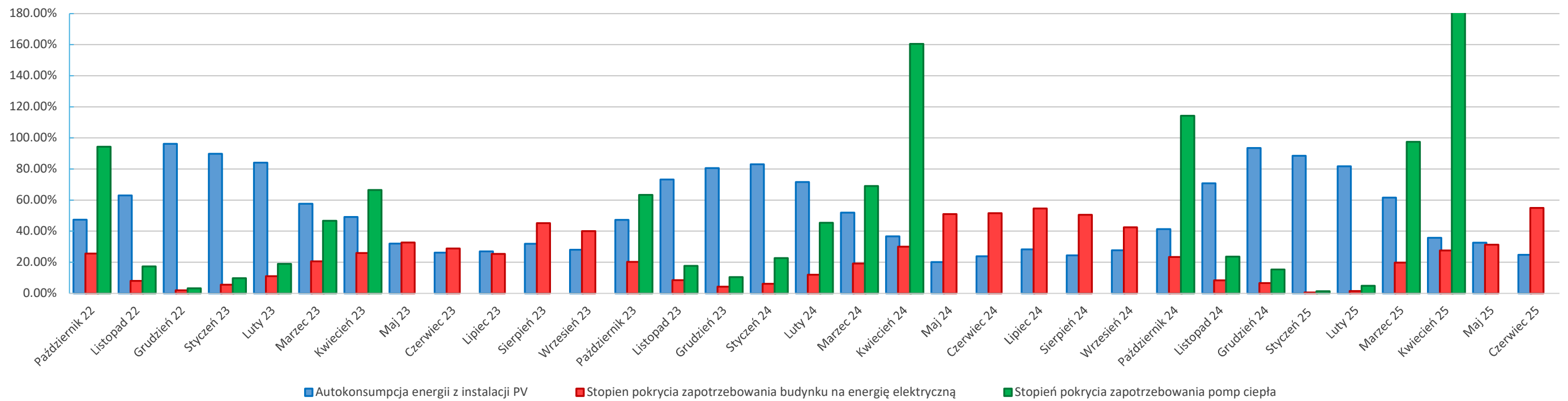


Rys. 20. Zestawienie zużycia energii elektrycznej przez pompy ciepła z produkcją z instalacji fotowoltaicznej w poszczególnych miesiącach okresu badawczego.



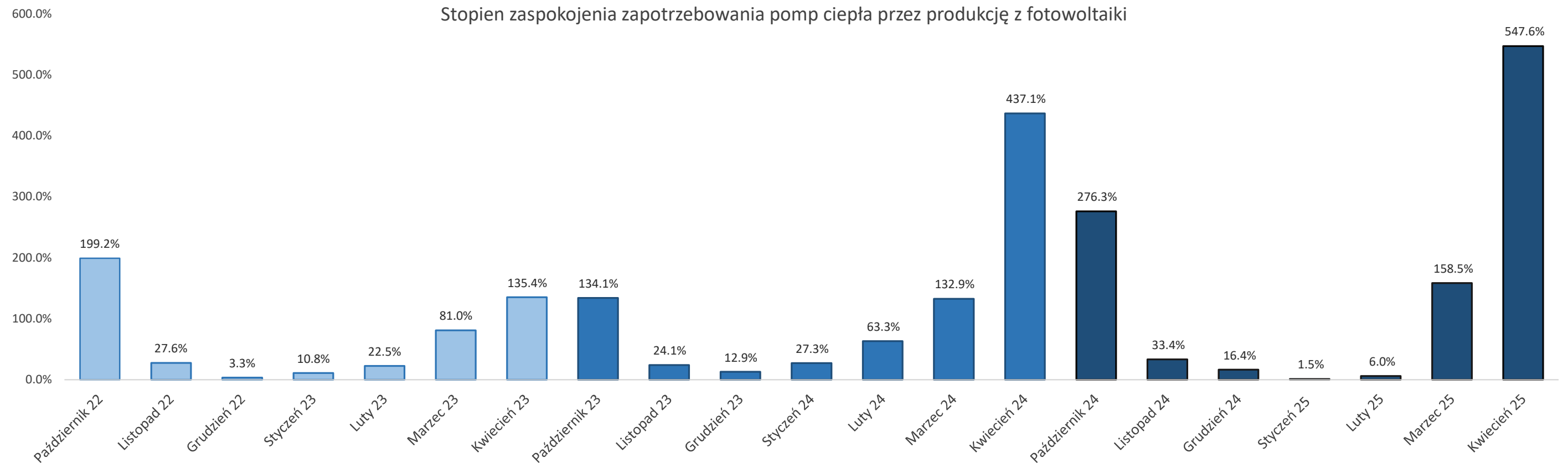
Rys. 21. Bilans energii elektrycznej wytworzonej w instalacji fotowoltaicznej w ujęciu miesięcznym.

Autokonsumpcja energii z instalacji PV i stopień pokrycia zapotrzebowania



Rys. 22. Procentowa autokonsumpcja energii produkowanej przez instalację fotowoltaiczną w poszczególnych miesiącach okresu badawczego oraz stopień bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną.

Stopień zaspokojenia zapotrzebowania pomp ciepła przez produkcję z fotowoltaiki



Rys. 23. Symulacja możliwości zaspokojenia zapotrzebowania pomp ciepła na energię elektryczną za pomocą energii produkowanej przez instalację fotowoltaiczną w kolejnych sezonach grzewczych okresu prowadzenia badań.

ustalono, że po kalibracji systemu dla niemal identycznych warunków zapotrzebowania na ciepło w obydwu sezonach, zapotrzebowanie na energię grzewczą w budynku spadło z 26 075 kWh w sezonie 2022/2023 do 16 720 kWh w sezonie 2024/2025. Dzięki kalibracji systemu sterowania pracą układu grzewczego w budynku, skutkującą zmianą specyfiki pracy obiegów grzewczych oraz przesterowaniem czasu pracy powietrznej pompy ciepła, a także odpowiednie przeszkolenie użytkowników obiektu, zanotowano ponad 35% spadek zużycia energii grzewczej w budynku, przy jednoczesnej poprawie komfortu cieplnego w pomieszczeniach ogrzewanych.

W pierwszym roku eksploatacji, poza sezonem grzewczym, uruchomiono pompy ciepła w trybie współpracy z kolektorami słonecznymi dla zasilenia instalacji CWU. O ile w sezonie grzewczym współczynniki COP powietrznej i gruntowej pompy ciepła były zbliżone do siebie, w okresie letnim zaobserwowano efekt odwrotny do oczekiwanego. Gruntowa pompa ciepła, pracująca na dolnym źródle o stabilnej temperaturze zbliżonej do 0°C nieznacznie zwiększyła efektywność pracy osiągając $sCOP=2,86$. Powietrzna pompa ciepła, mimo pracy przy temperaturach dolnego źródła znacznie wyższych niż w sezonie grzewczym, zamiast wzrostu efektywności zanotowała $sCOP=2,49$. Po analizie zużycia energii okazało się, że w trybie gotowości do pracy powietrzna pompa ciepła pobiera energię do podtrzymania temperatury karteru sprężarki. W zimie, przy częstej pracy urządzenia nie miało to większego znaczenia, jednak w lecie, kiedy pompa ciepła włączała się stosunkowo rzadko, ten stały pobór energii w czasie przestoju skutkował znacznym spadkiem sezonowej efektywności pracy. Przypuszczenia zostały zweryfikowane w kolejnym okresie grzewczym, podczas awarii w styczniu 2024. W wyniku awarii zaworu czterodrogowego pompa ciepła nie była w stanie skutecznie realizować funkcji odszraniania parownika, przez co do momentu oszronienia wymiennika urządzenie pracowało z wykorzystaniem obiegu chłodniczego, zaś przy spadku temperatury zewnętrznej, który skutkował oszronieniem wymiennika, pompa przełączała się w awaryjny tryb pracy, z wykorzystaniem grzałki elektrycznej, jako źródła ciepła. Kiedy w ciągu dnia temperatura osiągała wartości powyżej 0°C, wymiennik odszraniał się samoistnie, a urządzenie wracało do trybu pracy z wykorzystaniem układu chłodniczego. Spadek temperatury w nocy powodował ponowne oszronienie wymiennika, co skutkowało przejściem w awaryjny tryb pracy i ponownym załączeniem grzałki elektrycznej. Obydwa zjawiska skutkowały zwiększeniem przestojów w pracy sprężarki, zaś analiza poboru energii wykazała, że pompa ciepła nawet w trybie gotowości do pracy pobierała energię elektryczną. W efekcie $sCOP$ powietrznej pompy ciepła spadło w styczniu 2024 roku do wartości 0,83.

Uwzględniając pracę grzałki ze sprawnością wynoszącą 1,0 należy przyjąć, że dalszy spadek efektywności musiał być efektem dodatkowego poboru energii elektrycznej, który nie prowadził do generacji energii grzewczej. W lutym, już po usunięciu awarii, przesterowano układ grzewczy tak, aby w pierwszej kolejności pracowała powietrzna pompa ciepła, co zaowocowało dodatkową poprawą efektywności jej pracy. W tym okresie zanotowano $sCOP=3,72$. Wraz ze spadkiem zapotrzebowania na energię grzewczą w kolejnych miesiącach $sCOP$ powietrznej pompy ciepła również spadało. Ciekawych danych dostarczyła też analiza pracy powietrznej pompy ciepła w listopadzie i grudniu 2023 roku. W obydwu miesiącach urządzenie wyprodukowało podobne ilości energii. Obydwa miesiące wymagały codziennej pracy układu grzewczego, jednak w grudniu wahania temperatury były większe. W listopadzie średnia temperatura powietrza wynosiła ok. $+4,8^{\circ}C$, z temperaturą maksymalną sięgającą $18^{\circ}C$ i falą chłodu od 25 XI, skutkującą spadkami temperatur poniżej $0^{\circ}C$. Z kolei w grudniu średnia temperatura powietrza wyniosła ok. $+2,1^{\circ}C$, ze średniodobową temperaturą minimalną $-8,4^{\circ}C$ i ciepłą końcówką miesiąca od 24 XII, z temperaturami sięgającymi $+10^{\circ}C$. Rozbieżność temperatur tłumaczyłaby różnice w COP na poziomie ok. 10%, jednak w stosunku do listopada, $sCOP$ pompy ciepła spadło w grudniu o ok. 34%. Taki spadek efektywności, przy stosunkowo niewielkiej zmianie warunków atmosferycznych mogły spowodować dodatkowe załączenia grzałki. Wartość spadkowa sugeruje, że udział pracy grzałki w grudniu 2023 mógł wynieść ok. 20-27%. Z danych tych można wnioskować, że awaria pompy ciepła miała miejsce nie w styczniu 2024 roku ale już w połowie grudnia 2023.

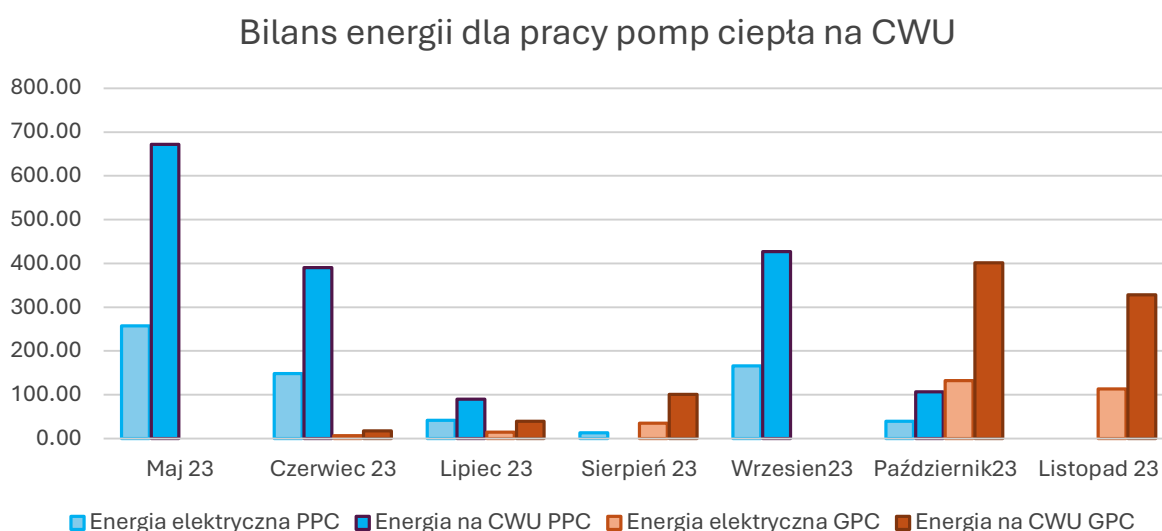
Kolejny wniosek, wynikający z porównania parametrów pracy obydwu pomp ciepła, dotyczy rozwoju technologii. Produkowane obecnie powietrzne pompy ciepła, przy prawidłowej eksploatacji, są w stanie dorównać, pod względem efektywności, starszym jednostkom gruntowym. Technologia pomp ciepła poszła do przodu do tego stopnia, że przy obecnych tendencjach zmiany klimatu, w polskich warunkach klimatycznych, zastosowanie powietrznych pomp ciepła staje się opłacalne zarówno energetycznie jak i ekonomicznie.

Zestawienie danych dotyczących produkcji energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną ze zużyciem sumarycznym pomp ciepła (rys. 20) pokazuje, że w okresach wysokiej produkcji energii przez fotowoltaikę zapotrzebowanie na prąd dla pomp ciepła jest niewielkie, z kolei w okresie grzewczym, kiedy pompy ciepła zużywają duże ilości energii elektrycznej, fotowoltaika produkuje jej bardzo mało. Prosumencki system rozliczenia bilansowego, tzw. net-metering, pozwalający wykorzystać letnią nadprodukcję energii elektrycznej w ciągu kolejnych 12 miesięcy, jest idealnym rozwiązaniem przy takim modelu

zużycia. Użytkowników, którzy złożyli wniosek o przyłączenie mikroinstalacji fotowoltaicznej przed 31 marca 2022 roku, obowiązuje rozliczenie bilansowe, zaś złożenie wniosku po tej dacie skutkuje zmianą systemu rozliczenia na net-billing, który jest mniej korzystny dla użytkownika. Okres obowiązywania starszego systemu rozliczeniowego wynosi 15 lat od daty zamontowania instalacji. W tym czasie klient ma prawo rozbudować instalację i nadal korzystać ze starego systemu rozliczenia, co umożliwia rozbudowę systemu zasilania budynku o pompę ciepła, która w całości zostanie zasilona prądem z instalacji PV. W badanej instalacji zasilania budynku ilość energii produkowanej przez fotowoltaikę, w ujęciu rocznym, w całości pokrywa zapotrzebowanie na energię elektryczną dla pomp ciepła. Przy rozliczeniu bilansowym koszt energii grzewczej jest więc zerowy. Nieco inną kwestią jest autokonsumpcja energii oraz rzeczywiste pokrycie pracy pomp ciepła poprzez bieżącą produkcję energii elektrycznej z fotowoltaiki. Nawet w okresie grzewczym, kiedy produkcja energii jest niewielka, a zużycie prądu na potrzeby grzewcze wysokie, autokonsumpcja nie wynosi 100%. Średnioroczny wskaźnik bezpośredniego zużycia energii produkowanej przez fotowoltaikę, nawet przy tak wysokim zużyciu jak w badanym budynku, nie przekracza 40%. Naturalnie nasuwające się pytanie dotyczy zasadności wykorzystania magazynu energii w celu maksymalizacji autokonsumpcji. Należałoby jednak zastanowić się nad kwestią finansową. Przy rozliczeniu bilansowym sieć działa jak magazyn energii z osiemdziesięcioprocentową sprawnością. Dla rozliczenia kwotowego – net-billing – instalacja PV z magazynem energii ma zdecydowanie większy sens. Wprawdzie nie ma możliwości zmagazynowania nadwyżki energii, produkowanej w okresie letnim, w celu jej wykorzystania w sezonie grzewczym, jak to gwarantuje sieć przy net-bilingu, ale zwiększając zużycie na potrzeby własne realnie zmniejsza się rachunki za energię elektryczną w skali roku, zaś do sieci oddaje się tylko niezbędną ilość nadwyżek, których nie można zmagazynować do późniejszego wykorzystania. W badanym obiekcie, przy rocznym zużyciu energii elektrycznej na poziomie około 20 MWh, w okresie letnim autokonsumpcja nie przekracza 30%. Z kolei w sezonie grzewczym, mimo autokonsumpcji na poziomie przekraczającym nawet 90%, samowystarczalność budynku spada do zaledwie kilku procent. Dopiero w kwietniu autokonsumpcja energii wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną przekracza miesięczny pobór energii przez pompy ciepła. Gdybyśmy odnieśli zużycie energii przez pompy ciepła do ilości energii elektrycznej produkowanej przez instalację fotowoltaiczną, okazuje się, że w każdym z badanych okresów grzewczych fotowoltaika byłaby w stanie pokryć zapotrzebowanie pomp ciepła w październiku i kwietniu, a w drugim i trzecim sezonie grzewczym także w marcu (rys. 23). W pierwszym sezonie grzewczym, instalacja fotowoltaiczna wyprodukowała na bieżąco prawie 40% energii zużytej

przez pompy ciepła, zaś regulacja i dostosowanie sposobu użytkowania budynku do specyfiki pracy instalacji zasilania, opartej na odnawialnych źródłach energii, spowodowały zwiększenie tego wskaźnika do ponad 67% w drugim sezonie oraz prawie 81% w trzecim sezonie grzewczym. Dane pokazują, że staranne wysterowanie współpracy systemu grzewczego, wykorzystującego pompy ciepła, z instalacją fotowoltaiczną, nawet przy nowym systemie rozliczenia prosumenckiego, może znacząco podnieść opłacalność wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Dane symulacyjne potwierdzają zasadność zastosowania magazynu energii w celu regulacji zużycia, produkowanego przez fotowoltaikę prądu, przy rozliczeniu prosumenckim, na zasadach net-billingu.

W okresie pomiędzy pierwszym i drugim sezonem grzewczym – od maja do listopada 2023 roku – pompy ciepła pracowały jako źródło zasilania instalacji CWU w budynku. Bilans energii zużytej przez pompy ciepła i wyprodukowanej na potrzeby zaopatrzenia budynek w ciepłą wodę użytkową przedstawia rysunek 24. Badania wykazały, że powietrzna pompa ciepła uzyskuje wyższy wskaźnik sCOP przy mniejszych przestojach.



Rys. 24. Bilans energii dla pracy pomp ciepła na potrzeby instalacji CWU

W lipcu powietrzna pompa ciepła uzyskała bardzo niski wskaźnik sCOP, mimo stosunkowo wysokich temperatur dolnego źródła, dlatego w sierpniu, z racji dużych uzysków ciepła z kolektorów słonecznych, układ w ogóle nie korzystał z pracy powietrznej pompy ciepła, a mimo to urządzenie pobrało energię z sieci na podtrzymanie gotowości do pracy. Z kolei we wrześniu zrezygnowano z pracy gruntowej pompy ciepła i mimo stanu gotowości do pracy urządzenie nie pobrało energii z sieci. Jednocześnie zauważono, że częstsza praca powietrznej pompy ciepła spowodowała wzrost efektywności jej działania. W okresach przejściowych, kiedy uzysk energii z kolektorów słonecznych jest niewystarczający do

zaspokojenie zapotrzebowania na CWU, efektywność pracy pompy ciepła również jest stosunkowo wysoka. Lipcowy spadek zapotrzebowania na energię z powietrznej pompy ciepła spowodował spadek efektywności jej pracy do poziomu $sCOP=2,15$. Z kolei w pozostałych miesiącach, kiedy produkcja CWU z wykorzystaniem PPC była większa, efektywność jej działania przekroczyła wartość 2,5 (rys. 19).

Najważniejszy wniosek, wynikający z obserwacji pracy obydwu urządzeń poza okresem grzewczym, dotyczy różnic w efektywności pracy pomp ciepła. Częstotliwość pracy i zapotrzebowanie energetyczne ma niewielki wpływ na COP gruntowej pompy ciepła, natomiast jednostka powietrzna uzyskuje wyższe efektywności przy dłuższej pracy. W obiekcie, który posiada dodatkowe źródło zasilania dla instalacji CWU w postaci kolektorów słonecznych, utrzymywanie powietrznej pompy ciepła w gotowości do pracy, w okresie poza sezonem grzewczym, jest nieefektywne.

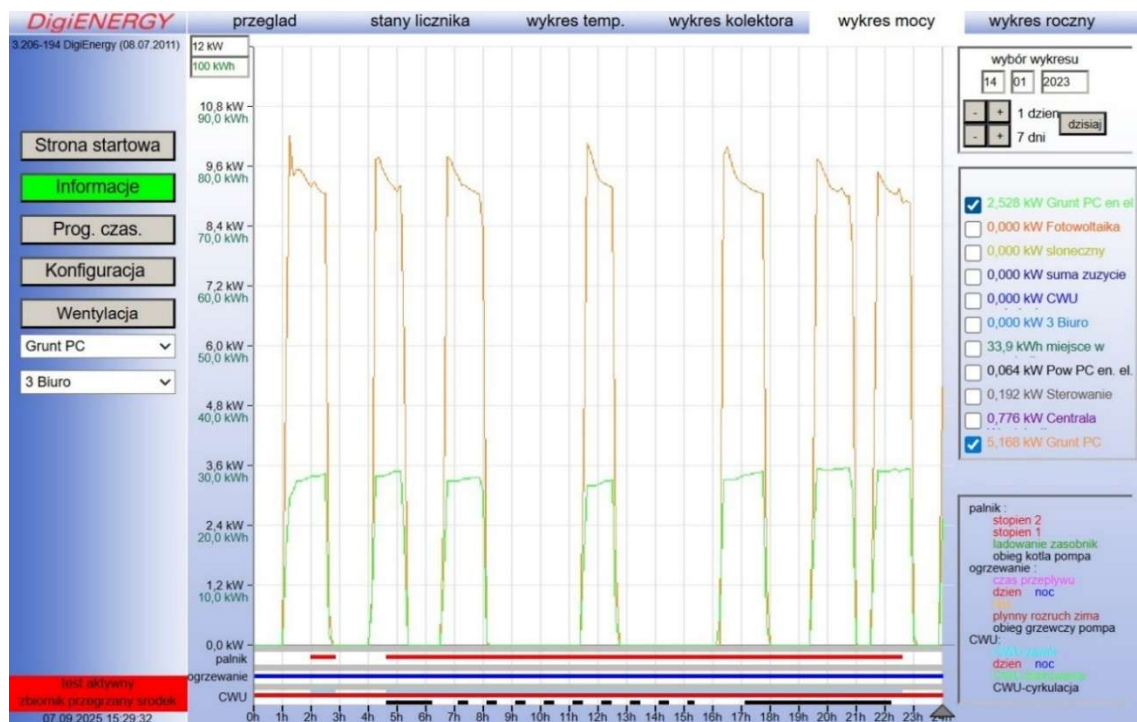
Ocena porównawcza pracy pomp ciepła

Dla pracujących, w instalacji zasilania badanego budynku, pomp ciepła przeprowadzono analizę wariantową. Podczas śledzenia warunków atmosferycznych zaplanowano różne eksperymenty dotyczące stylu pracy obu urządzeń. Pompy ciepła pracowały w różnych konfiguracjach. W pierwszym sezonie przeanalizowano 4 dni:

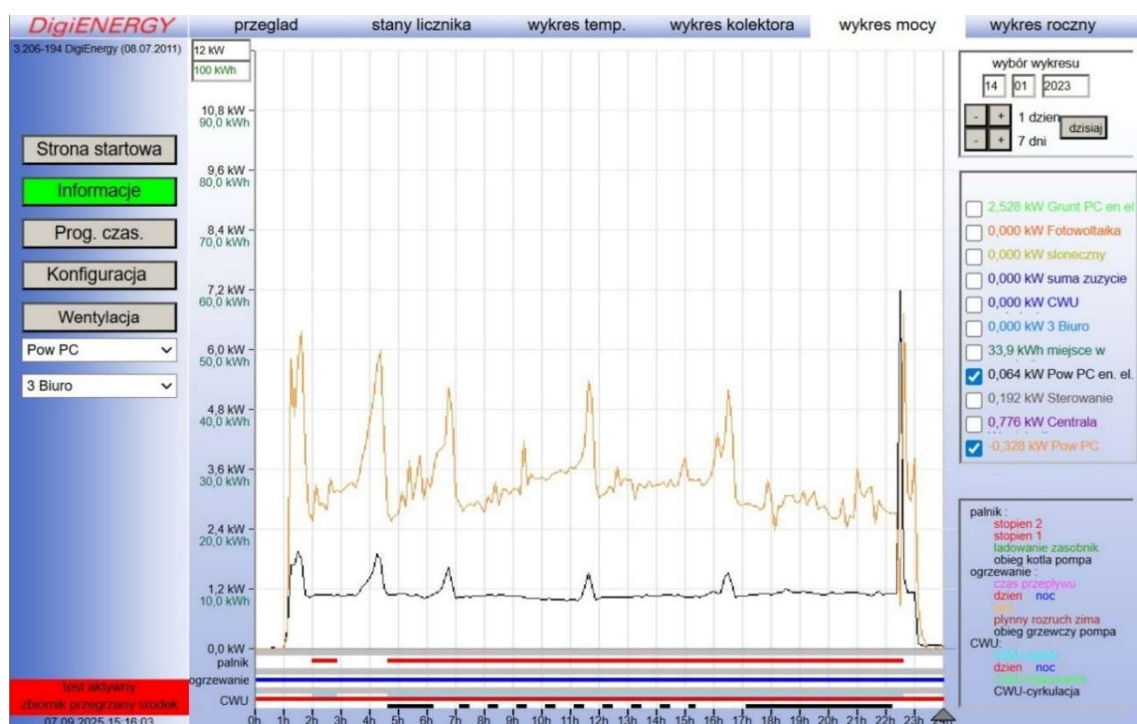
- 14.01.2023,
- 18.01.2023,
- 21.01.2023,
- 08.02.2023.

Pierwszy z nich charakteryzował się pracą obydwu pomp ciepła, z wyraźną dominacją jednostki gruntowej, która załączała się cyklicznie i pracowała z mocą 9-10 kW (rys. 25). Powietrzna pompa ciepła (PPC) pracowała w sposób ciągły, z mocą zredukowaną średnio do poziomu ok. 3 kW. Jedynie w momentach wyłączenia gruntowej pompy ciepła na wykresach PPC widać chwilowe zwiększenie mocy. Po skokowym zwiększeniu mocy o godzinie 23:00 można zauważyć, że urządzenie przeprowadziło w tym czasie defrost (rys. 26). Temperatury zasilania i powrotu GPC zwiększają się skokowo (rys. 27), zgodnie z czasami załączenia sprężarki, zaś podczas jej przestojów obydwie spadają, a ich wykresy zbliżają się do siebie. Jednostka powietrzna, dzięki inwerterowi, stara się dopasować moc w taki sposób, by utrzymać w miarę stałą temperaturę (rys. 28), będącą wynikiem krzywej pogodowej oraz temperatury zewnętrznej. W dniu 14 stycznia 2023 roku temperatura zewnętrzna wahała się w granicach $0\div10^{\circ}\text{C}$. Ciekawym aspektem współpracy gruntowej i powietrznej pompy ciepła w tym dniu

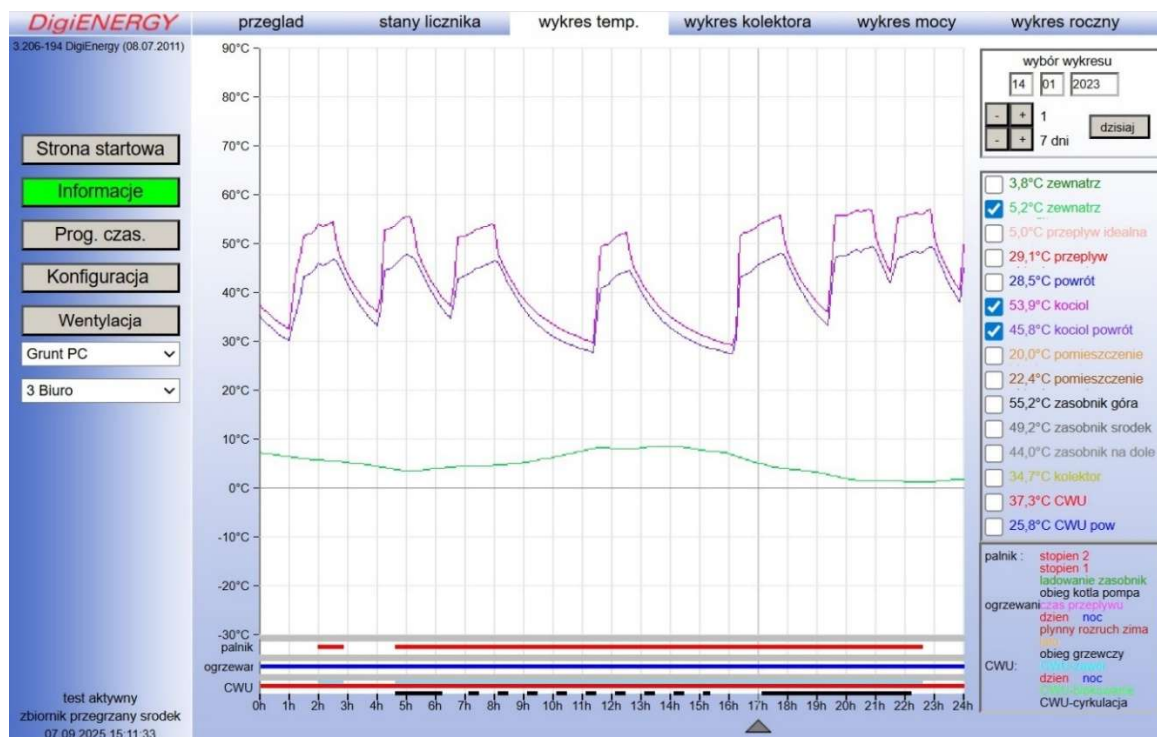
jest fakt, że PPC pracowała jako źródło podstawowe ale z bardzo małą mocą, zaś GPC uzupełniała niedobory energii w momentach spadków temperatury zasilania obiegów grzewczych. Ciągła praca powietrznej pompy ciepła z małą mocą skutkowała tym, że procedura odszraniania wymiennika załączyła się tylko raz w ciągu całej doby. Mimo sprzyjających warunków atmosferycznych PPC wyprodukowała zaledwie 46 % energii zużytej przez budynek. (rys. 29)



Rys. 25. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 14.01.2023



Rys. 26. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 14.01.2023



Rys. 27. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 14.01.2023



Rys. 28. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 14.01.2023

DigiENERGY

3 206-194 DigiEnergy (08.07.2011)

Strona startowa

Informacje

Prog. czas.

Konfiguracja

Wentylacja

Pow PC

3 Biuro

przegląd

stany licznika

wykres temp.

wykres kolektora

wykres mocy

wykres roczny

	aktualny	licznik teraz	14.01.2023	-	14.01.2023	=	cena / jednostka	zestawienie
Pow PC en. el.	0,026 kW	13384,662 kWh	2457,053 kWh		2482,674 kWh	25,621 kWh	62,000 gr/kWh	15,88 zł
Centrala Wentylacji	0,000 kW	29952,897 kWh	22731,995 kWh		22750,210 kWh	18,215 kWh	62,000 gr/kWh	11,29 zł
Sterowanie	0,217 kW	16661,184 kWh	10180,179 kWh		10188,842 kWh	8,663 kWh	62,000 gr/kWh	5,37 zł
Grunt PC en el	0,000 kW	39814,995 kWh	32393,540 kWh		32425,653 kWh	32,113 kWh	62,000 gr/kWh	19,91 zł
Fotowoltaika	0,788 kW	30829,898 kWh	2574,833 kWh		2586,394 kWh	11,561 kWh	75,000 gr/kWh	8,67 zł
Pow PC	0,000 kW	31152,299 kWh	5460,213 kWh		5534,266 kWh	74,053 kWh	28,400 gr/kWh	21,03 zł
Grunt PC	0,000 kW	103541,748 kWh	82559,525 kWh		82646,335 kWh	86,810 kWh	16,300 gr/kWh	14,15 zł
Kolektory S	0,000 kW	33199,474 kWh	28093,621 kWh		28093,699 kWh	0,078 kWh	1,700 gr/kWh	0,00 zł
3 Biuro	0,000 kW	45088,713 kWh	41517,472 kWh		41517,472 kWh	0,000 kWh	23,400 gr/kWh	0,00 zł
5 Sala wykładowa	0,000 kW	13734,576 kWh	13729,129 kWh		13729,129 kWh	0,000 kWh	23,400 gr/kWh	0,00 zł
Grunt PC CWU	0,000 kW	48502,809 kWh	47544,801 kWh		47544,801 kWh	0,000 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł
Pow PC CWU	0,000 kW	2041,630 kWh	442,513 kWh		442,513 kWh	0,000 kWh	23,400 gr/kWh	0,00 zł
CWU cyrkulacja	0,000 kW	2892,547 kWh	1896,073 kWh		1898,280 kWh	2,207 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł
CWU zużycie	0,000 kW	13136,302 kWh	7408,204 kWh		7416,390 kWh	8,186 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł
0,0 l/min		568,633 kWh	380,142 m³		380,390 m³	0,248 m³	0,00 zł/m³	0,00 zł

test antywir

złacznik przegrzewy środek

07.09.2025 15.07.52

Rys. 29. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 14.01.2023

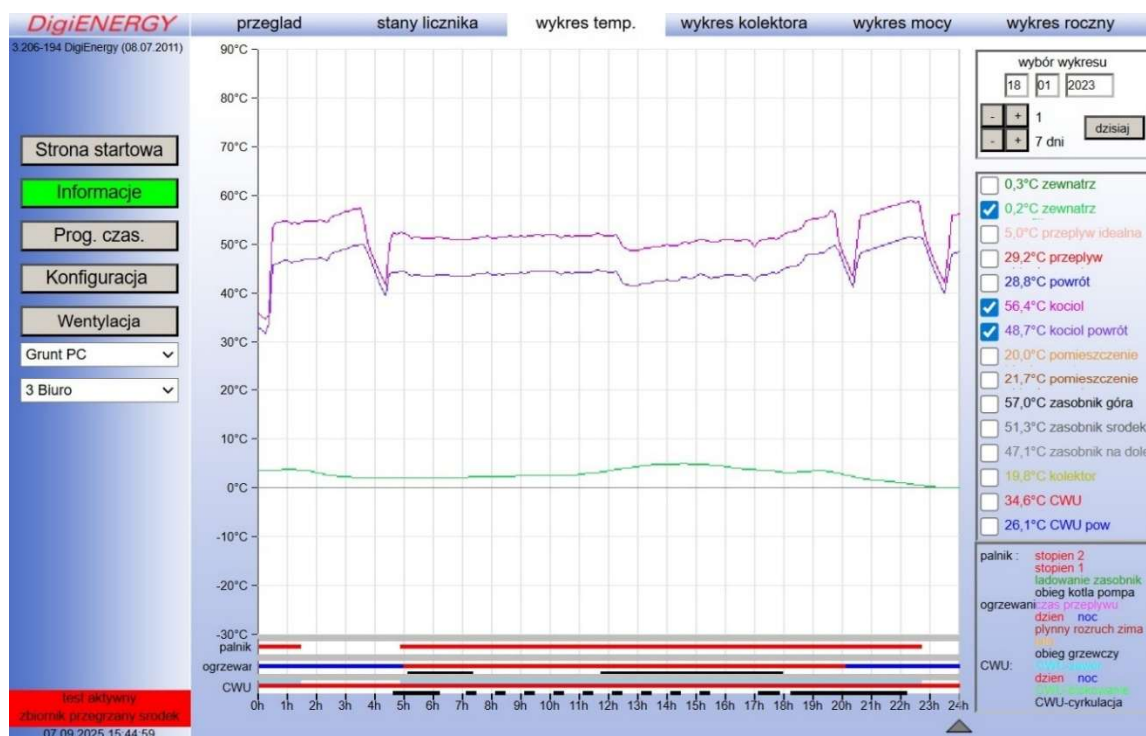
W dniu 18 stycznia 2023 roku przesterowano układ zasilania budynku tak, żeby pracowała jedynie gruntowa pompa ciepła. Temperatury zewnętrzne w ciągu doby wahały się w granicach $0,2 \div 5,8^{\circ}\text{C}$. Gruntowa pompa ciepła pracowała przez całą dobę z zaledwie trzema ok. godzinnymi przerwami o 3:30, o 19:30 oraz o 22:30. Wykres mocy GPC (rys. 30) wskazuje, że zapotrzebowanie energetyczne w tym dniu było zbliżone do poziomu mocy nominalnej gruntowej pompy ciepła. Z wykresu mocy odczytać można również wyraźny spadek COP wraz z czasem pracy urządzenia. Wynika to przede wszystkim ze spadku temperatury dolnego źródła oraz wzrostu zapotrzebowania na energię, skutkującego wyższą temperaturą zasilania obiegów grzewczych, wynikającego ze spadku temperatury zewnętrznej. Pompa ciepła, w ciągu doby, wyprodukowała nieco ponad 183 kWh ciepła, przy zużyciu 70 kWh energii elektrycznej (rys. 31). Średniodobowe COP wyniosło $\sim 2,61$. Temperatura zasilania wahała się w granicach $44 \div 59^{\circ}\text{C}$ (rys. 32)



Rys. 30. Wykres mocy grzewczej pompy ciepła w dniu 18.01.2023

DigiENERGY		przegląd	stany licznika	wykres temp.	wykres kolektora	wykres mocy	wykres roczny
3 206-194 DigiEnergy (08.07.2011)							
Strona startowa Informacje Prog. czas. Konfiguracja Wentylacja Grunt PC 3 Biuro		aktualny	licznik teraz	18.01.2023	-	18.01.2023	= cena / jednostka zestawienie
Pow PC en. el.	0,058 kW	13384,673 kWh	2536,328 kWh	2537,637 kWh	1,309 kWh	62,000 grkWh	0,81 zł
Centrala Wentylacji	0,000 kW	29952,897 kWh	22805,250 kWh	22823,543 kWh	18,293 kWh	62,000 grkWh	11,34 zł
Sterowanie	0,378 kW	16661,343 kWh	10214,491 kWh	10223,866 kWh	9,375 kWh	62,000 grkWh	5,81 zł
Grunt PC en el	0,000 kW	39814,995 kWh	32541,655 kWh	32611,679 kWh	70,024 kWh	62,000 grkWh	43,41 zł
Fotowoltaika	0,708 kW	30830,345 kWh	2613,115 kWh	2616,888 kWh	3,773 kWh	75,000 grkWh	2,82 zł
Pow PC	0,000 kW	31152,299 kWh	5671,409 kWh	5668,142 kWh	-3,267 kWh	28,400 grkWh	-0,92 zł
Grunt PC	0,000 kW	103541,748 kWh	82953,858 kWh	83136,968 kWh	183,110 kWh	16,300 grkWh	29,84 zł
Kolektory S	0,000 kW	33199,474 kWh	28092,995 kWh	28090,636 kWh	-2,359 kWh	1,700 grkWh	-0,04 zł
3 Biuro	0,000 kW	45088,713 kWh	41523,686 kWh	41533,156 kWh	9,470 kWh	23,400 grkWh	2,21 zł
5 Sala wykładowa	0,000 kW	13734,576 kWh	13729,129 kWh	13729,129 kWh	0,000 kWh	23,400 grkWh	0,00 zł
Grunt PC CWU	0,000 kW	48502,809 kWh	47544,801 kWh	47544,801 kWh	0,000 kWh	0,000 grkWh	0,00 zł
Pow PC CWU	0,000 kW	2041,630 kWh	442,513 kWh	442,513 kWh	0,000 kWh	23,400 grkWh	0,00 zł
CWU cyrkulacja	0,000 kW	2892,547 kWh	1905,552 kWh	1908,170 kWh	2,618 kWh	0,000 grkWh	0,00 zł
CWU zużycie	0,000 kW	13136,302 kWh	7445,455 kWh	7456,664 kWh	11,209 kWh	0,000 grkWh	0,00 zł
0,0 l/min	568,633 kWh	381,334 m³	381,715 m³	0,381 m³	0,00 zł/m³	0,00 zł	0,00 zł

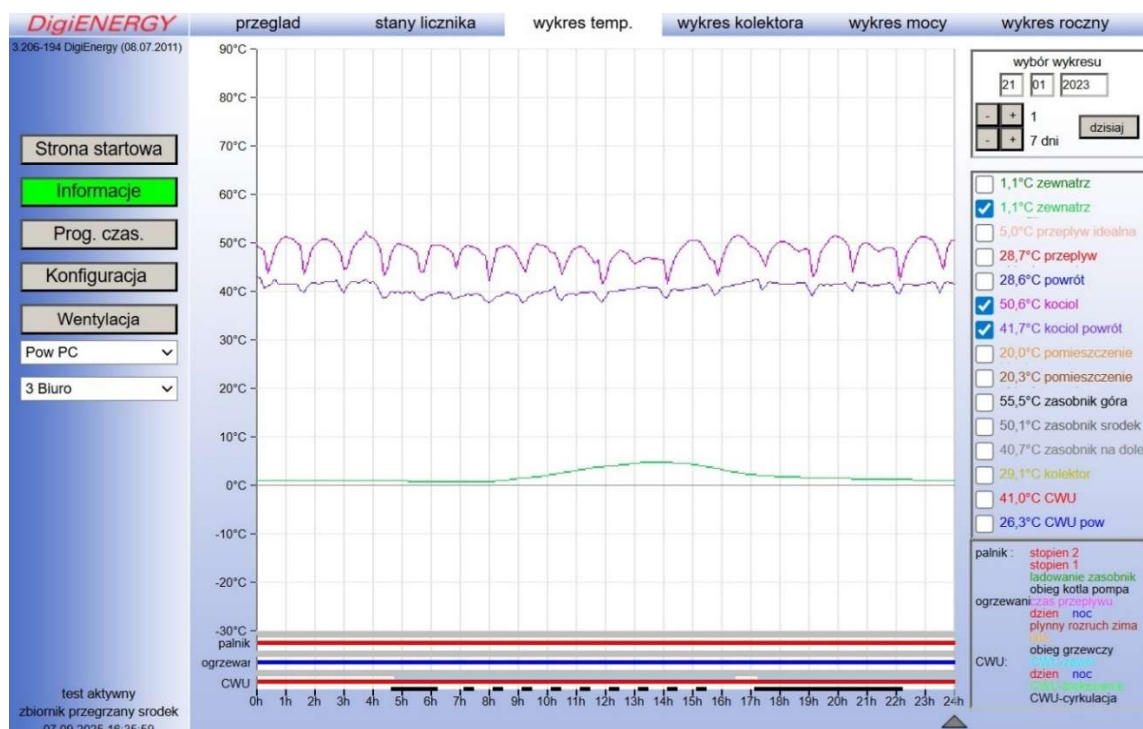
Rys. 31. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 18.01.2023



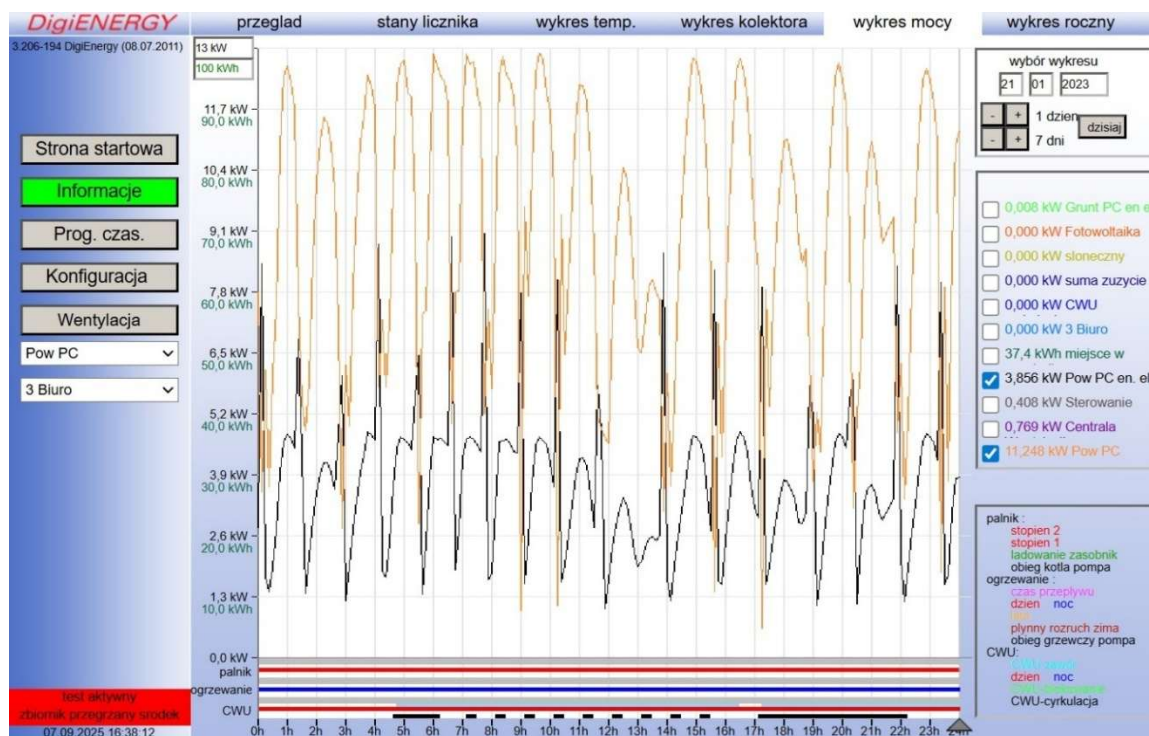
Rys. 32. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 18.01.2023

Z kolei w dniu 21 stycznia 2023 roku pracowała tylko powietrzna pompa ciepła. Był to dzień z temperaturami zewnętrznymi wahającymi się między $1,1 \div 5,0^{\circ}\text{C}$ (rys. 33). Na wykresie mocy PPC można zauważyć, że ze względu na dość wysokie obciążenie cieplne oraz temperatury zewnętrzne bliskie 0°C , urządzenie musiało się odszraniać aż 17 razy w ciągu doby (rys. 34). W godzinach okołopołudniowych, kiedy temperatura zewnętrzna wzrosła, proces odszraniania był przeprowadzany rzadziej. Na wykresie (rys. 33) widoczne są wyraźne spadki temperatury zasilania w trakcie odszraniania wymiennika. Poza tym pompa ciepła utrzymywała temperaturę zasilania na poziomie ok 51°C . W ciągu doby urządzenie wytworzyło 216,1 kWh ciepła, przy zużyciu 90,7 kWh energii elektrycznej (rys. 35), a więc pracowało ze średniodobową efektywnością na poziomie 2,38.

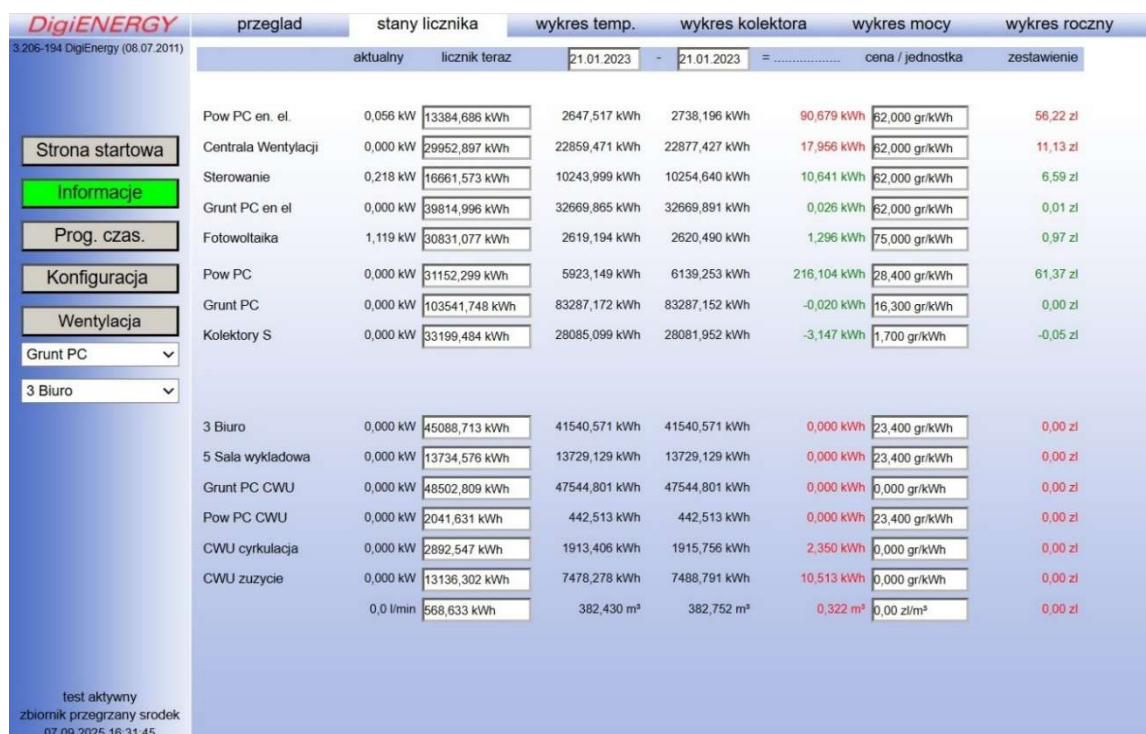
Dni 18.01.2023 i 21.01.2023 wyraźnie pokazują różnicę w pracy GPC i PPC w bardzo zbliżonych warunkach. Urządzenia różnią się od siebie przede wszystkim ze względu na charakter dolnego źródła. Gruntowa pompa ciepła jest praktycznie niewrażliwa na zmiany wartości temperatury zewnętrznej, zaś dla powietrznej pompy ciepła temperatura powietrza zewnętrznego jest parametrem kluczowym, który decyduje między innymi o ilości i częstotliwości koniecznych defrostów, które podnoszą zużycie energii, a tym samym obniżają efektywność urządzenia.



Rys. 33. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 21.01.2023

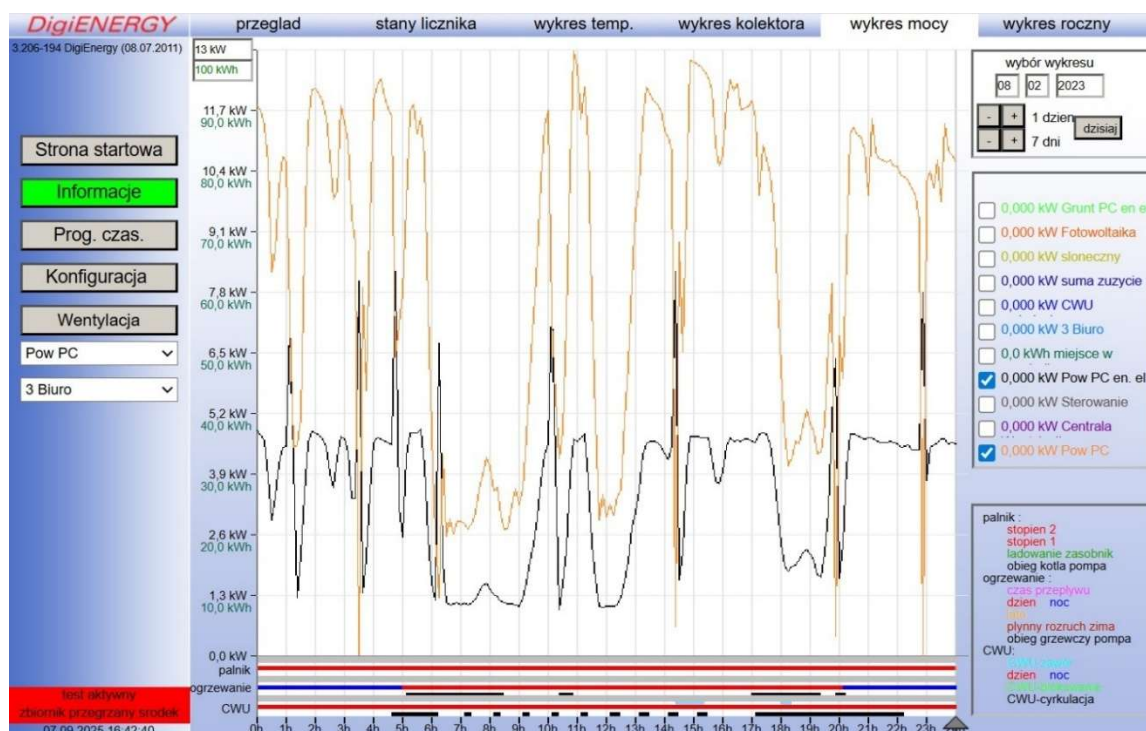


Rys. 34. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 21.01.2023



Rys. 35. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 21.01.2023

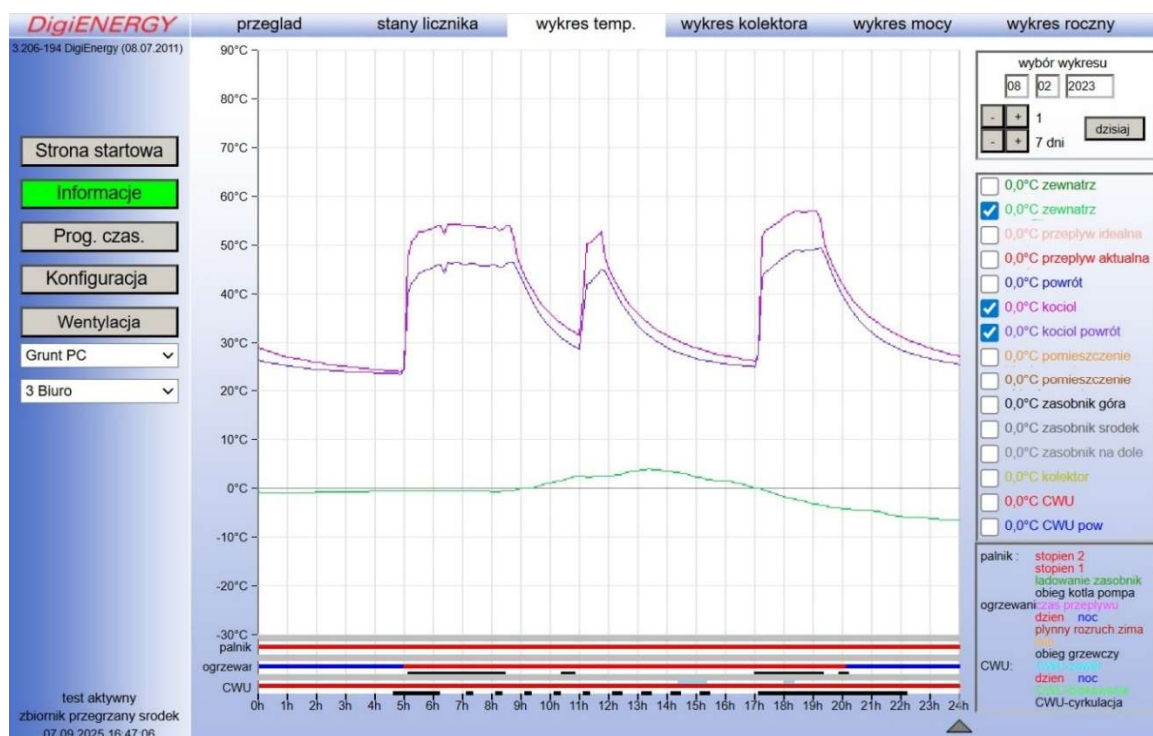
Ostatnim z analizowanych, w sezonie grzewczym 2022/2023, dni jest 8.02.2023. W tym dniu pompy ciepła znów pracowały równolegle, przy dużym zapotrzebowaniu mocy. Temperatury zewnętrzne wahały się w przedziale $-6,7 \div 4,0^{\circ}\text{C}$. Powietrzna pompa ciepła pracowała przez całą dobę z mocą sięgającą 12 kW (rys. 36). W ciągu doby odszranianie przeprowadziła 8 razy, co może świadczyć o stosunkowo niskiej wilgotności powietrza zewnętrznego. Gruntowa pompa ciepła załączyła się trzykrotnie, a na wykresie mocy widać wyraźnie spadek COP w czasie pracy (rys. 37). Powodem takiego zachowania urządzenia był najprawdopodobniej spadek temperatury dolnego źródła, ale także wzrost temperatury na zasilaniu obiegów grzewczych (rys. 38). Temperatury zasilania i powrotu PPC pozostawały na stabilnym poziomie, z niewielkimi spadkami podczas procedur odszraniania wymiennika (rys. 39). Powietrzna pompa ciepła wytworzyła ponad trzykrotnie więcej energii niż jednostka gruntowa (rys. 40), przy różnicy w efektywności pracy na poziomie ok. 12%.



Rys. 36. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 08.02.2023



Rys. 37. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02.2023



Rys. 38. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02.2023



Rys. 39. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 08.02.2023

DigiENERGY

3.206-194 DigiEnergy (08.07.2011)

Strona startowa

Informacje

Prog. czas.

Konfiguracja

Wentylacja

Pow PC

3 Biuro

przegląd

stany licznika

wykres temp.

wykres kolektora

wykres mocy

wykres roczny

	aktualny	licznik teraz	08.02.2023	-	08.02.2023	=		cena / jednostka	zestawienie
Pow PC en. el.	0,011 kW	13384,691 kWh	4145,619 kWh	4231,104 kWh	85,485 kWh	62,000 gr/kWh	53,00 zł		
Centrala Wentylacji	0,000 kW	29952,897 kWh	23185,950 kWh	23206,018 kWh	20,068 kWh	62,000 gr/kWh	12,44 zł		
Sterowanie	0,363 kW	16661,654 kWh	10436,413 kWh	10447,570 kWh	11,157 kWh	62,000 gr/kWh	6,91 zł		
Grunt PC en el	0,000 kW	39814,996 kWh	32867,425 kWh	32889,367 kWh	21,942 kWh	62,000 gr/kWh	13,60 zł		
Fotowoltaika	1,096 kW	30831,416 kWh	2710,088 kWh	2728,499 kWh	18,411 kWh	75,000 gr/kWh	13,80 zł		
Pow PC	0,000 kW	31152,299 kWh	9555,138 kWh	9754,807 kWh	199,669 kWh	28,400 gr/kWh	56,70 zł		
Grunt PC	0,000 kW	103541,748 kWh	83814,890 kWh	83872,982 kWh	58,092 kWh	16,300 gr/kWh	9,46 zł		
Kolektory S	0,000 kW	33199,484 kWh	28042,311 kWh	28041,733 kWh	-0,578 kWh	1,700 gr/kWh	0,00 zł		
3 Biuro	0,000 kW	45088,713 kWh	41669,547 kWh	41679,684 kWh	10,137 kWh	23,400 gr/kWh	2,37 zł		
5 Sala wykładowa	0,000 kW	13734,576 kWh	13729,131 kWh	13729,131 kWh	0,000 kWh	23,400 gr/kWh	0,00 zł		
Grunt PC CWU	0,000 kW	48502,809 kWh	47544,801 kWh	47544,801 kWh	0,000 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł		
Pow PC CWU	0,000 kW	2041,631 kWh	442,513 kWh	442,513 kWh	0,000 kWh	23,400 gr/kWh	0,00 zł		
CWU cyrkulacja	0,000 kW	2892,547 kWh	1961,300 kWh	1965,295 kWh	3,995 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł		
CWU zużycie	0,000 kW	13136,302 kWh	7650,936 kWh	7665,826 kWh	14,890 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł		
0,0 l/min		568,633 kWh	388,013 m³	388,421 m³	0,408 m³	0,00 zł/m³	0,00 zł		

test serwera

złotnik przegrzany grzdnik

07.09.2025 16:50:01

Rys. 40. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 08.02.2023

W kolejnym sezonie grzewczym do analizy wybrano dni:

- 10.01.2024,
- 18.01.2024,
- 08.02.2024,
- 10.02.2024.

W pierwszym z nich zaplanowano pracę samej gruntowej pompy ciepła, w warunkach niskiej temperatury zewnętrznej. Doba 10 stycznia charakteryzowała się temperaturami zewnętrznymi oscylującymi w granicach $-17 \div -5,6^{\circ}\text{C}$. Z powodu niskich temperatur zewnętrznych, temperatura wymagana na obiegach grzewczych przekraczała nawet 60°C (rys. 41). Wysoka temperatura na zasilaniu sprawiła, że średniodobowe COP gruntowej pompy ciepła spadło do poziomu 2,41 – wytworzone 121,5 kWh przy poborze energii elektrycznej na poziomie 50,5 kWh (rys. 42). Zauważyć można również, że krzywe mocy pobieranej i oddawanej coraz bardziej się do siebie zbliżają, co może świadczyć o spadku wydajności dolnego źródła (rys. 43). W tym czasie, powietrzna pompa ciepła pozostawała w trybie gotowości do pracy, z ciągłym poborem mocy na poziomie kilkudziesięciu watów (rys. 44). W ciągu doby urządzenie pobrało 1,42 kWh energii elektrycznej (rys. 42).



Rys. 41. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 10.01.2024

DigiENERGY		przegląd		stany licznika		wykres temp.		wykres kolektora		wykres mocy		wykres roczny	
3.206-194 DigiEnergy (08.07.2011)													
		aktualny		licznik teraz		10.01.2024		10.01.2024		cena / jednostka		zestawienie	
		Pow PC en. el.		0,001 kW 13384,703 kWh		8900,255 kWh		8901,677 kWh		1,422 kWh 62,000 gr/kWh		0,88 zł	
		Centrala Wentylacji		0,000 kW 29952,897 kWh		25937,635 kWh		25949,344 kWh		11,709 kWh 62,000 gr/kWh		7,25 zł	
		Sterowanie		0,223 kW 16661,854 kWh		12681,267 kWh		12694,696 kWh		13,429 kWh 62,000 gr/kWh		8,32 zł	
		Grunt PC en el		0,000 kW 39814,997 kWh		35587,414 kWh		35637,913 kWh		50,499 kWh 62,000 gr/kWh		31,30 zł	
		Fotowoltaika		0,619 kW 80831,960 kWh		11598,648 kWh		11605,809 kWh		7,161 kWh 75,000 gr/kWh		5,37 zł	
		Pow PC		0,000 kW 31152,299 kWh		20252,627 kWh		20243,792 kWh		-8,835 kWh 28,400 gr/kWh		-2,50 zł	
		Grunt PC		0,000 kW 103541,748 kWh		90636,327 kWh		90757,875 kWh		121,548 kWh 16,300 gr/kWh		19,81 zł	
		Kolektory S		0,000 kW 33199,495 kWh		29663,381 kWh		29663,993 kWh		0,612 kWh 1,700 gr/kWh		0,01 zł	
		3 Biuro		0,000 kW 45088,713 kWh		42538,787 kWh		42576,806 kWh		38,019 kWh 23,400 gr/kWh		8,89 zł	
		5 Sala wykładowa		0,000 kW 13734,576 kWh		13729,138 kWh		13729,138 kWh		0,000 kWh 23,400 gr/kWh		0,00 zł	
		Grunt PC CWU		0,000 kW 48502,809 kWh		48502,809 kWh		48502,809 kWh		0,000 kWh 0,000 gr/kWh		0,00 zł	
		Pow PC CWU		0,000 kW 2041,632 kWh		1953,362 kWh		1953,362 kWh		0,000 kWh 23,400 gr/kWh		0,00 zł	
		CWU cyrkulacja		0,000 kW 2892,547 kWh		2853,134 kWh		2855,912 kWh		2,778 kWh 0,000 gr/kWh		0,00 zł	
		CWU zużycie		0,000 kW 13136,302 kWh		9810,427 kWh		9818,525 kWh		8,098 kWh 0,000 gr/kWh		0,00 zł	
		0,0 l/min		568,633 kWh		457,885 m³		458,134 m³		0,249 m³ 0,00 zł/m³		0,00 zł	

Rys. 42. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 10.01.2024



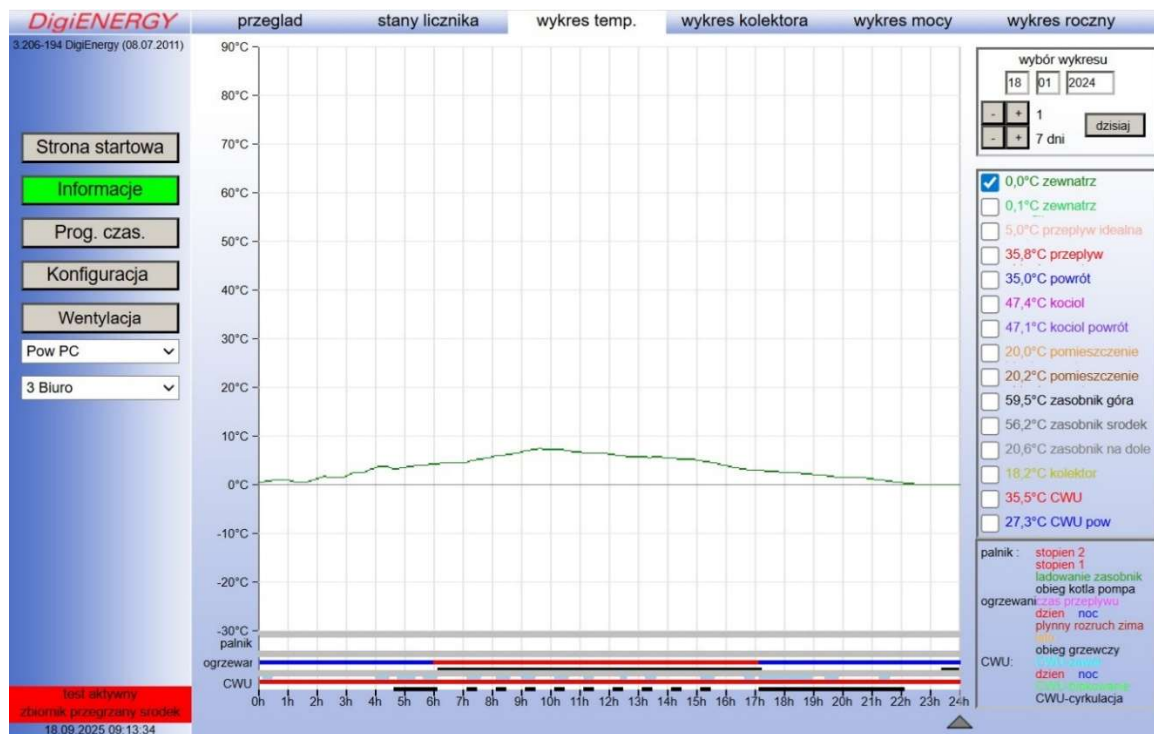
Rys. 43. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 10.01.2024



Rys. 44. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 10.01.2024

W dniu 18.01.2024 pracowała tylko gruntowa pompa ciepła. Jednak ten dzień został wybrany do analizy nie ze względu na charakterystykę jej pracy. Wygenerowane wykresy dla PPC bardzo dobrze pokazują zużycie energii przez urządzenie w stanie gotowości do pracy. W ciągu dnia temperatury powietrza zewnętrznego nie spadały poniżej 0°C (rys. 45). Urządzenie nie

wytworzyło w tym dniu energii na potrzeby grzewcze, a mimo tego cały czas zużywało niewielką ilość energii. Wykres pokazuje, że w ciągu dnia było to zaledwie kilkanaście watów, zaś w godzinach nocnych pobór mocy wynosił ponad 50W (rys. 46). W ciągu całej doby pompa ciepła zużyła prawie 1 kWh energii elektrycznej (rys. 47).



Rys. 45. Wykres przebiegu temperatury zewnętrznej w dniu 18.01.2024



Rys. 46. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 18.01.2024

DigiENERGY

3.206-194 DigiEnergy (08.07.2011)

Strona startowa

Informacje

Prog. czas.

Konfiguracja

Wentylacja

Pow PC

3 Biuro

przegląd

stany licznika

wykres temp.

wykres kolektora

wykres mocy

wykres roczny

	aktualny	licznik teraz	18.01.2024	-	18.01.2024	=	cena / jednostka	zestawienie
Pow PC en. el.	0,014 kW	13389,136 kWh	8911,513 kWh	8912,401 kWh	0,888 kWh	62,000 gr/kWh	0,55 zł	
Centrala Wentylacji	0,000 kW	29952,919 kWh	26038,436 kWh	26051,558 kWh	13,122 kWh	62,000 gr/kWh	8,13 zł	
Sterowanie	0,259 kW	16731,990 kWh	12774,889 kWh	12784,282 kWh	9,393 kWh	62,000 gr/kWh	5,82 zł	
Grunt PC en el	0,000 kW	39815,297 kWh	35864,371 kWh	35918,171 kWh	53,800 kWh	62,000 gr/kWh	33,35 zł	
Fotowoltaika	4,874 kW	31145,665 kWh	11645,088 kWh	11647,174 kWh	2,086 kWh	75,000 gr/kWh	1,56 zł	
Pow PC	0,000 kW	31152,299 kWh	20195,783 kWh	20192,087 kWh	-3,696 kWh	28,400 gr/kWh	-1,04 zł	
Grunt PC	0,000 kW	103541,681 kWh	91313,575 kWh	91447,201 kWh	133,626 kWh	16,300 gr/kWh	21,78 zł	
Kolektory S	0,000 kW	33256,803 kWh	29654,253 kWh	29652,876 kWh	-1,377 kWh	1,700 gr/kWh	-0,02 zł	
3 Biuro	0,000 kW	45088,713 kWh	42706,840 kWh	42718,129 kWh	11,289 kWh	23,400 gr/kWh	2,64 zł	
5 Sala wykładowa	0,000 kW	13734,576 kWh	13729,138 kWh	13729,138 kWh	0,000 kWh	23,400 gr/kWh	0,00 zł	
Grunt PC CWU	0,000 kW	48502,809 kWh	48502,809 kWh	48502,809 kWh	0,000 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł	
Pow PC CWU	0,000 kW	2041,727 kWh	1953,362 kWh	1953,362 kWh	0,000 kWh	23,400 gr/kWh	0,00 zł	
CWU cyrkulacja	0,000 kW	2892,555 kWh	2875,006 kWh	2877,567 kWh	2,561 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł	
CWU zużycie	0,000 kW	13136,570 kWh	9858,621 kWh	9865,962 kWh	7,341 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł	
	0,0 l/min	568,642 kWh	459,282 m³	459,499 m³	0,217 m³	0,00 zł/m³	0,00 zł	

test aktywny

zbiornik przegrzany srodek

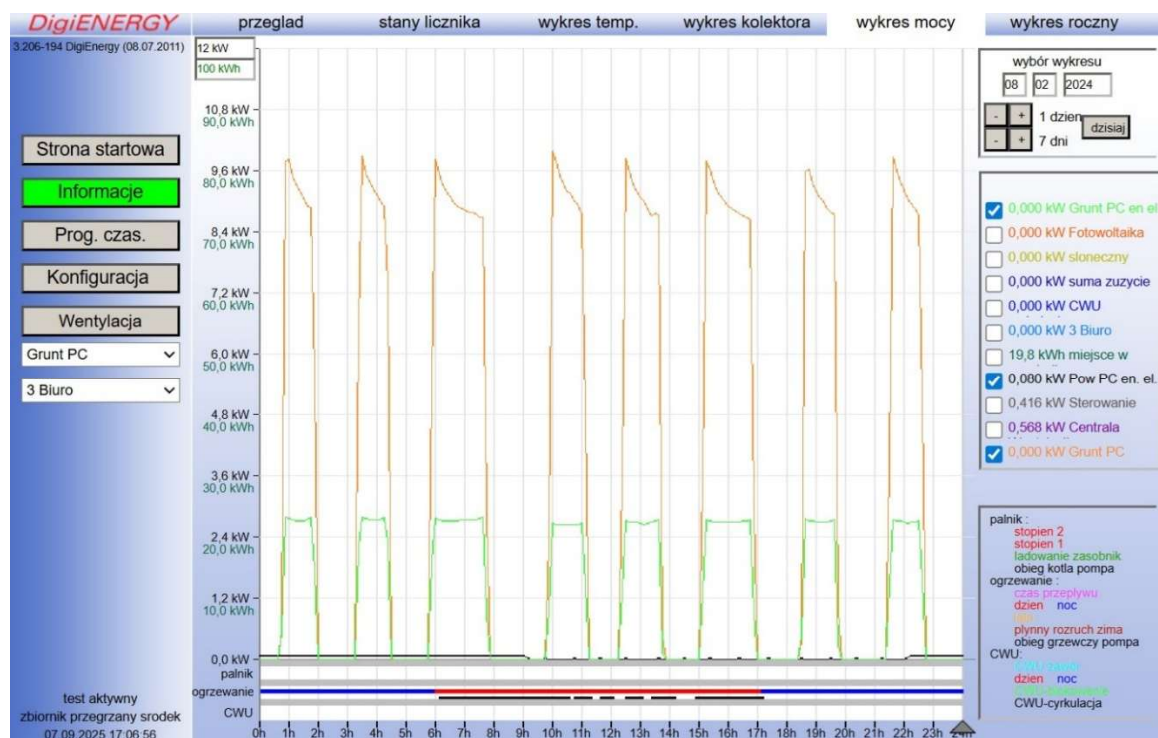
18.09.2025 09:10:36

Rys. 47. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 18.01.2024

W obydwu analizowanych dniach (zarówno 10 jak i 18 stycznia), powietrzna pompa ciepła pobierała pewną ilość energii elektrycznej, pomimo braku aktywności w systemie grzewczym. Wprawdzie 10 stycznia, kiedy temperatury zewnętrzne cały czas przyjmowały wartości poniżej zera, urządzenie pobrało nieco więcej energii elektrycznej, jednak podczas analizy zgromadzonych danych, w dniach kiedy pompa ciepła nie pracowała, nie zauważono bardzo wyraźnej korelacji między wartościami temperatury zewnętrznej i poborem energii elektrycznej przez PPC.

W dniu 8 lutego 2024 temperatury zewnętrzne zmieniały się w granicach $2,6 \div 6,0^{\circ}\text{C}$. Pracowała wyłącznie jednostka gruntowa. Na wykresie mocy (rys. 48) można zaobserwować szereg stosunkowo krótkich załączeń urządzenia w ciągu doby, co świadczy o tym, że moc urządzenia przekracza zapotrzebowanie budynku na ciepło. Wykres jest charakterystyczny dla tzw. taktowania. Ponadto na wykresie można zauważyć, że po kilku mroźnych dniach, które bezpośrednio poprzedzały dobę 8 lutego, dolne źródło ciepła jest mocno nadwyrężone. Po załączeniu bardzo szybko spada moc grzewcza, przy jednoczesnym braku spadku mocy elektrycznej. Zauważono ponadto, że gruntowa pompa ciepła jest bardzo wrażliwa na zmianę temperatury zasilania obiegów grzewczych. W dni takie jak ten, średniodobowe COP wynosi prawie 3,33 – pobór energii elektrycznej prawie 29 kWh i produkcja ciepła ponad 96 kWh (rys. 49), przy temperaturach zasilania na poziomie ok. 40°C (rys. 50), mimo przechłodzenia

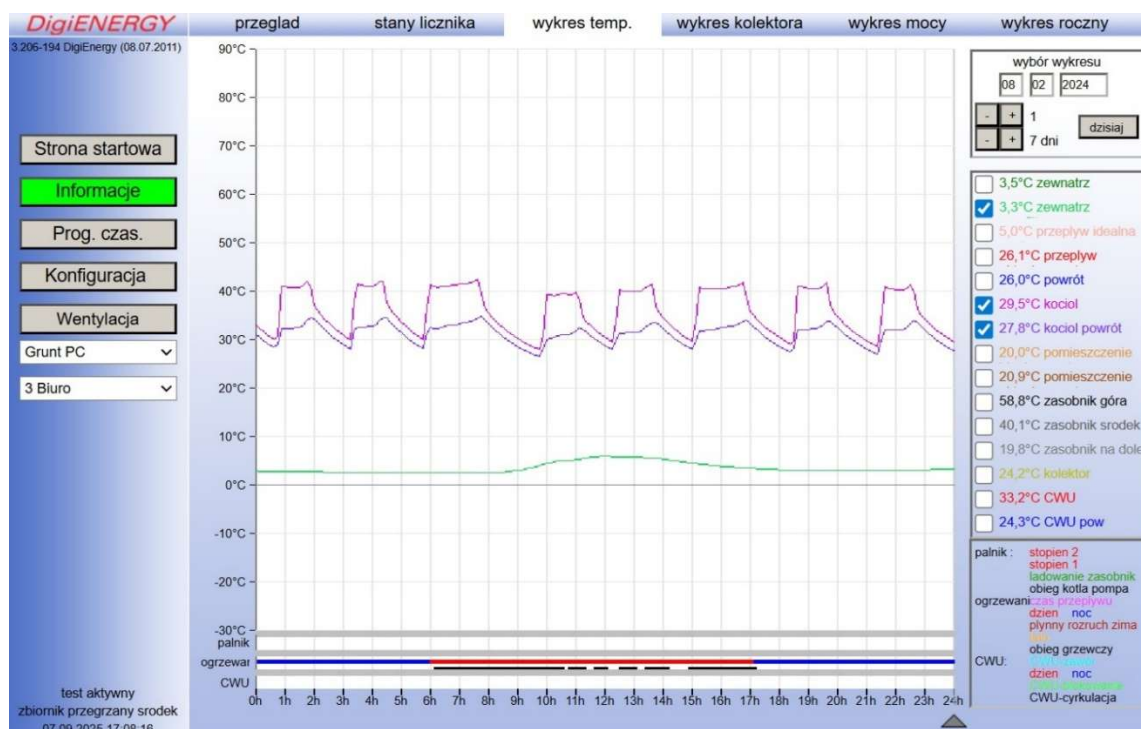
dolnego źródła. Przy niższych temperaturach zewnętrznych, kiedy zasilenie obiegu wymaga wyższej temperatury wody grzewczej, COP jednostki gruntowej spada poniżej 3,0.



Rys. 48. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02.2024

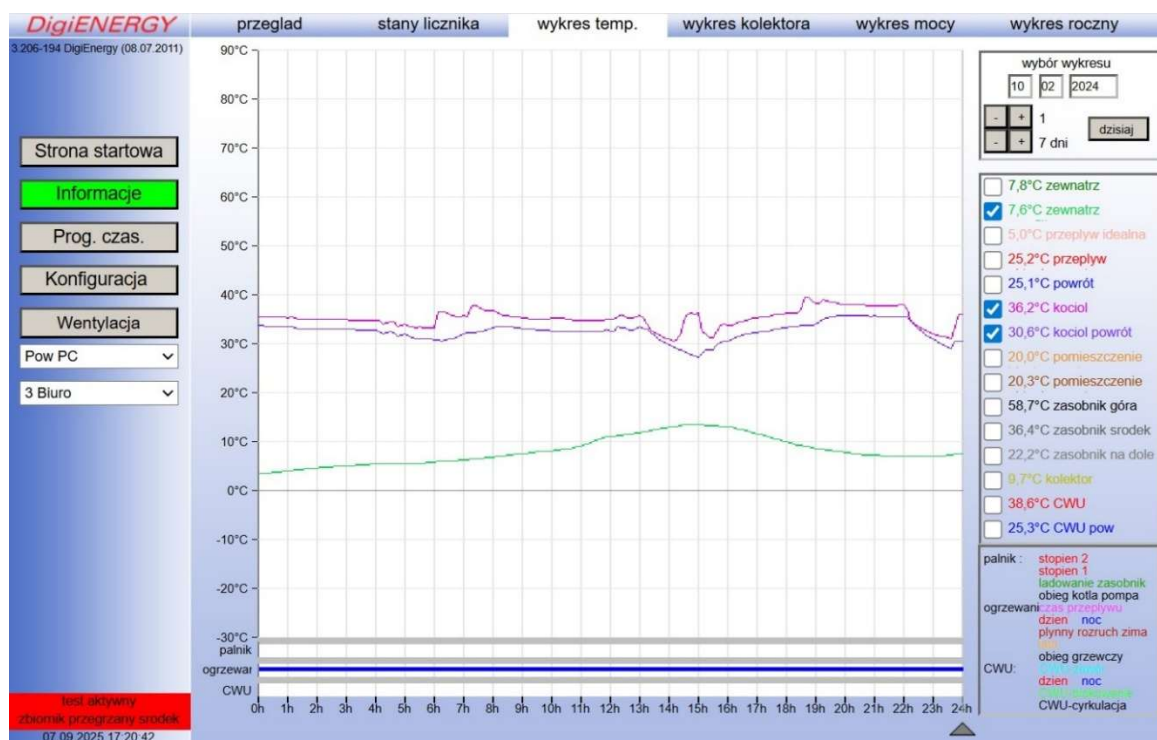
DigiENERGY		przegląd		stany licznika		wykres temp.		wykres kolektora		wykres mocy		wykres roczny	
3.206-194 DigiEnergy (08.07.2011)				aktualny		licznik teraz		08.02.2024		-		08.02.2024	
												cena / jednostka	
												zestawienie	
Pow PC en. el.		0,001 kW	13384,697 kWh	8986,638 kWh	8987,704 kWh	1,066 kWh	62,000 gr/kWh					0,66 zł	
Centrala Wentylacji		0,000 kW	29952,897 kWh	26318,307 kWh	26331,624 kWh	13,317 kWh	62,000 gr/kWh					8,25 zł	
Sterowanie		0,262 kW	16661,777 kWh	12984,785 kWh	12995,396 kWh	10,611 kWh	62,000 gr/kWh					6,57 zł	
Grunt PC en. el.		0,000 kW	39814,997 kWh	36304,665 kWh	36333,607 kWh	28,942 kWh	62,000 gr/kWh					17,94 zł	
Fotowoltaika		0,704 kW	30831,733 kWh	11848,551 kWh	11853,656 kWh	5,105 kWh	75,000 gr/kWh					3,82 zł	
Pow PC		0,000 kW	31152,299 kWh	20297,875 kWh	20297,855 kWh	-0,020 kWh	28,400 gr/kWh					0,00 zł	
Grunt PC		0,000 kW	103541,748 kWh	92647,602 kWh	92743,944 kWh	96,342 kWh	16,300 gr/kWh					15,70 zł	
Kolektory S		0,000 kW	33199,495 kWh	29660,907 kWh	29660,172 kWh	-0,735 kWh	1,700 gr/kWh					-0,01 zł	
3 Biuro		0,000 kW	45088,713 kWh	42879,100 kWh	42887,888 kWh	8,788 kWh	23,400 gr/kWh					2,05 zł	
5 Sala wykładowa		0,000 kW	13734,576 kWh	13730,357 kWh	13730,357 kWh	0,000 kWh	23,400 gr/kWh					0,00 zł	
Grunt PC CWU		0,000 kW	48502,809 kWh	48502,809 kWh	48502,809 kWh	0,000 kWh	0,000 gr/kWh					0,00 zł	
Pow PC CWU		0,000 kW	2041,632 kWh	1951,633 kWh	1951,633 kWh	0,000 kWh	23,400 gr/kWh					0,00 zł	
CWU cyrkulacja		0,000 kW	2892,547 kWh	2890,351 kWh	2890,356 kWh	0,005 kWh	0,000 gr/kWh					0,00 zł	
CWU zużycie		0,000 kW	13136,302 kWh	10048,226 kWh	10060,254 kWh	12,028 kWh	0,000 gr/kWh					0,00 zł	
		0,0 l/min	568,633 kWh	465,206 m³	465,567 m³	0,361 m³	0,00 zł/m³					0,00 zł	

Rys. 49. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 08.02.2024

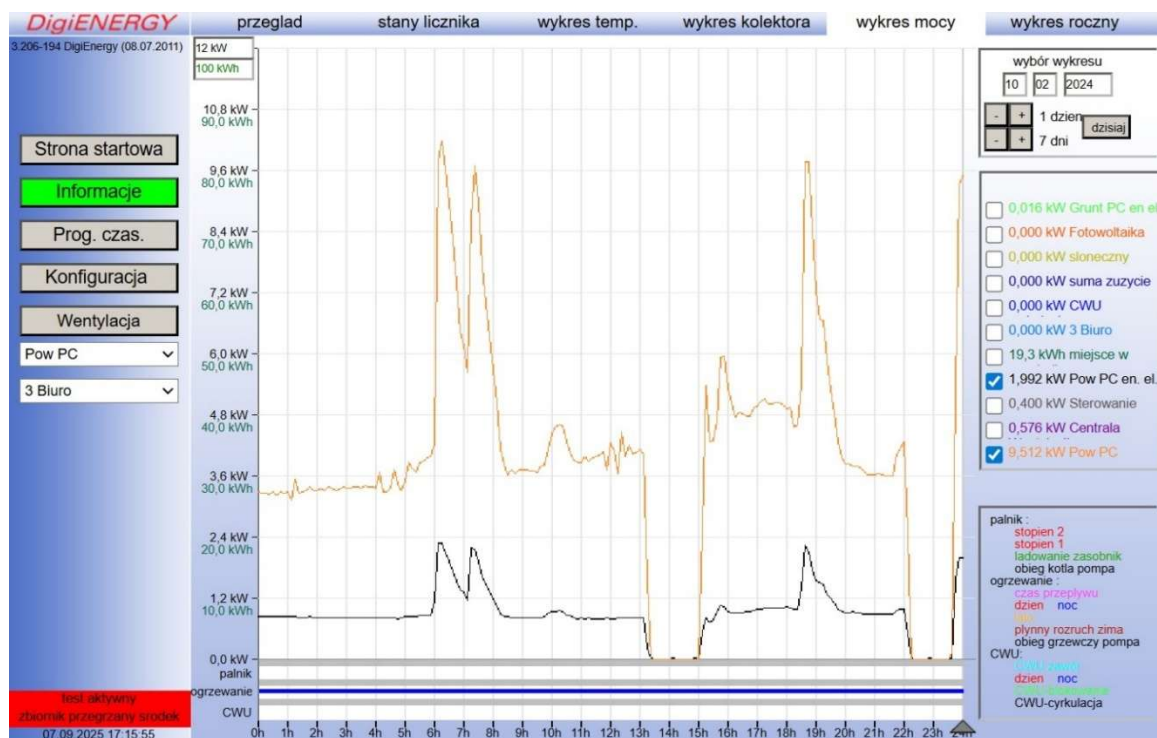


Rys. 50. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02.2024

10 lutego 2024 był kolejnym ciepłym dniem, w którym temperatury powietrza zewnętrznego przyjmowały wartości $3,6 \div 13,5^{\circ}\text{C}$. W tym dniu pracowała tylko powietrzna pompa ciepła, dając na zasilaniu dość stabilną temperaturę, która nie przekraczała 40°C (rys. 51). Wykres mocy (rys. 52) pokazuje jak płynnie PPC dostosowuje moc do zapotrzebowania chwilowego budynku. Ze względu na stosunkowo wysokie wartości temperatury powietrza zewnętrznego podczas tej doby urządzenie ani razu nie wykonywało operacji odszraniania wymiennika. Ponadto zanotowano wysoki wskaźnik COP, który średniodobowo wyniósł 4,51, przy wytworzonej energii na poziomie 95 kWh i poborze energii elektrycznej 21 kWh (rys.53)



Rys. 51. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 10.02.2024



Rys. 52. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 10.02.2024

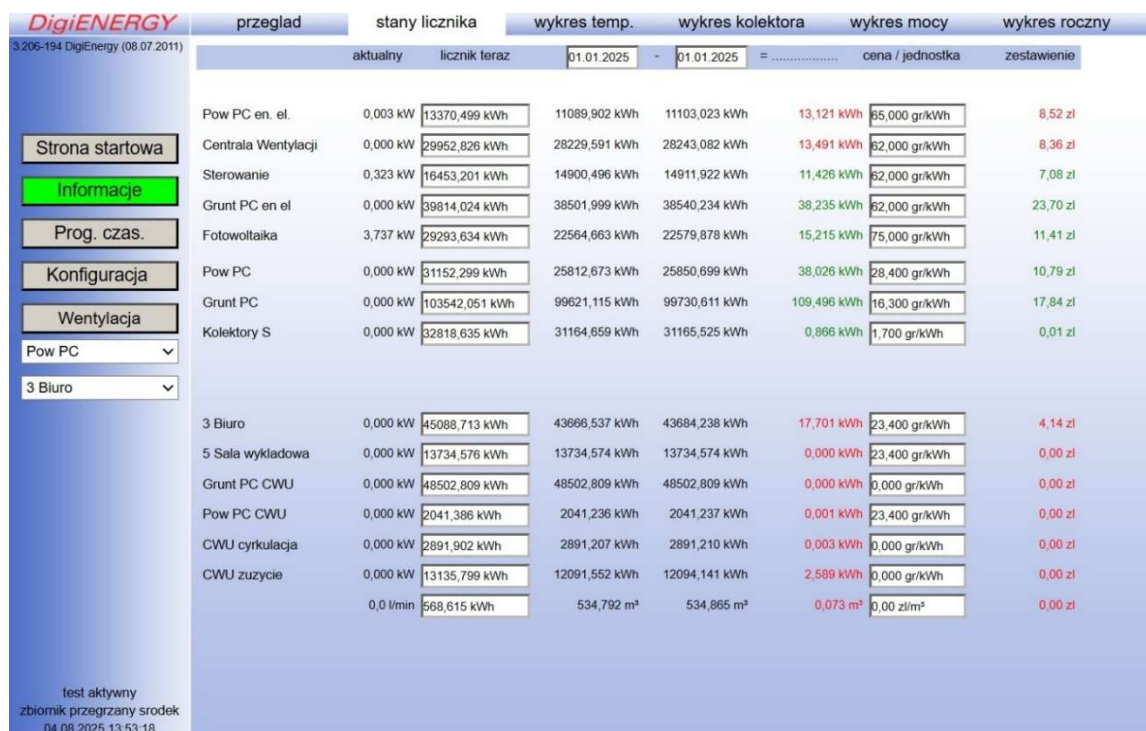


Rys. 53. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 10.02.2024

W ostatnim sezonie grzewczym do analizy wybrano również 4 dni:

- 1.01.2025,
- 14.01.2025,
- 08.02.2025,
- 17.02.2025.

1 stycznia 2025 to dzień z dobowymi wahaniami temperatur $-2,7 \div 6,3^{\circ}\text{C}$, w którym pracowały obydwie pompy ciepła. Zostały one jednak przesterowane w taki sposób, aby powietrzna pompa ciepła realizowała zadania w ciągu dnia, a jednostka gruntowa pracowała tylko w nocy. W tym dniu temperatury w nocy spadły poniżej 0°C , co na bilansie wytworzonej energii widać bardzo wyraźnie (rys. 54). Gruntowa pompa ciepła wytworzyła ponad 109 kWh energii, podczas gdy powietrzna pompa ciepła w ciągu dnia wytworzyła jedynie 38 kWh energii grzewczej. Dzięki temu, że PPC pracowała w ciągu dnia, kiedy temperatury powietrza zewnętrznego były wyższe, osiągnęła $\text{COP}=2,9$, podczas gdy gruntowa pompa ciepła zanotowała $\text{COP}=2,86$. Bardzo ciekawie wychodzi porównanie pracy PPC w tym dniu z dobą 21 stycznia 2023, gdzie urządzenie pracowało przez całą dobę. Temperatura zewnętrzna nie spadła wtedy poniżej 0°C , a w ciągu dnia temperatury 21 stycznia 2023 i 1 stycznia 2025 były bardzo podobne. W 2023 COP wyniosło 2,38. Pokazuje to, że ustawienie pracy PPC w ciągu dnia, a GPC w okresie nocnym rzeczywiście ma sens. Wykresy mocy i temperatur dla obydwu urządzeń znajdują się na rysunkach 55–58.



Rys. 54. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 01.01.2025



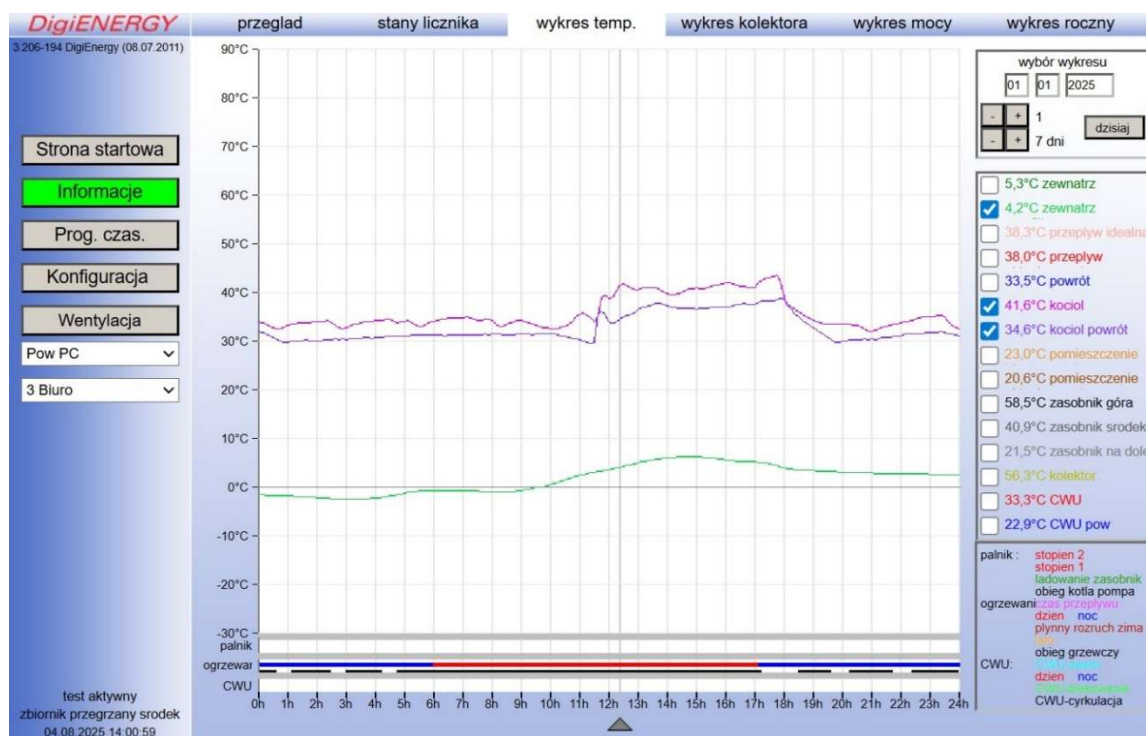
Rys. 55. Wykres mocy grzewczej pompy ciepła w dniu 01.01.2025



Rys. 56. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 01.01.2025

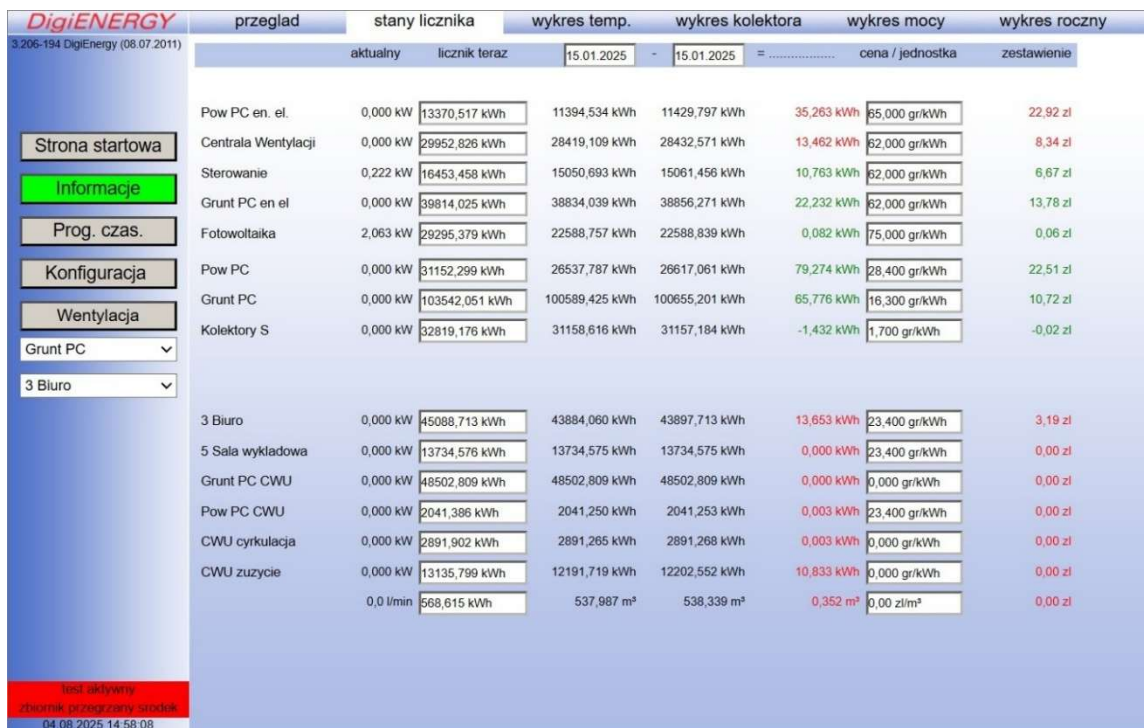


Rys. 57. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 01.01.2025

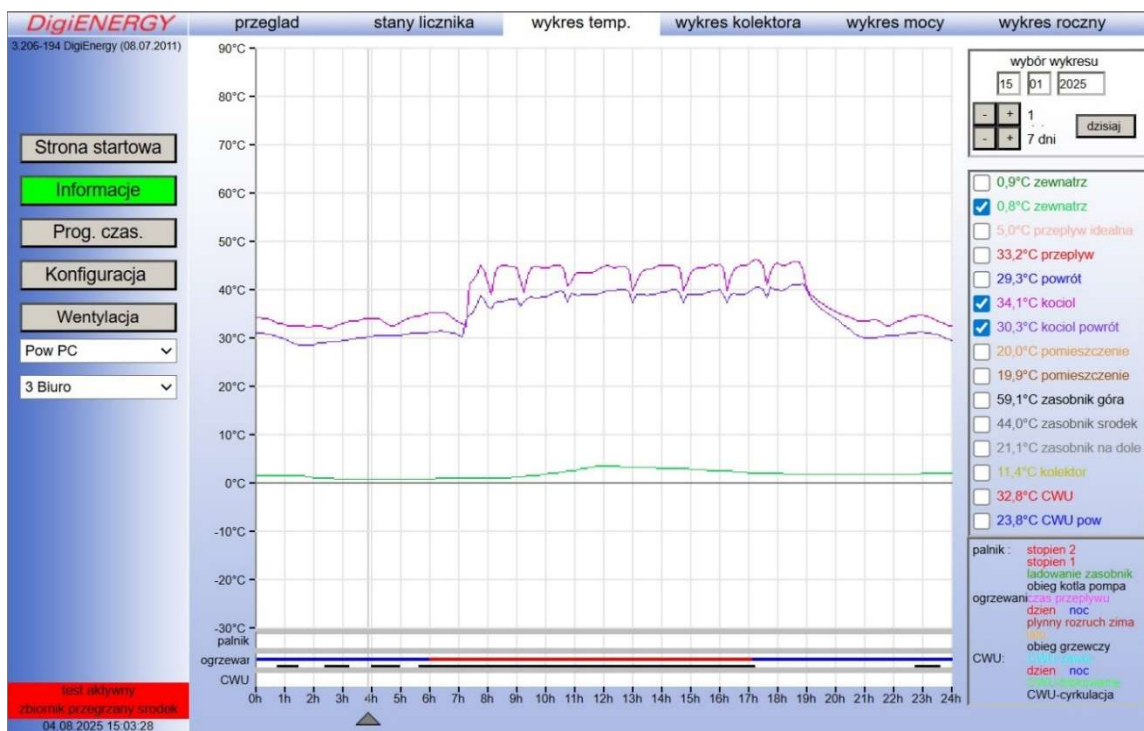


Rys. 58. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 01.01.2025

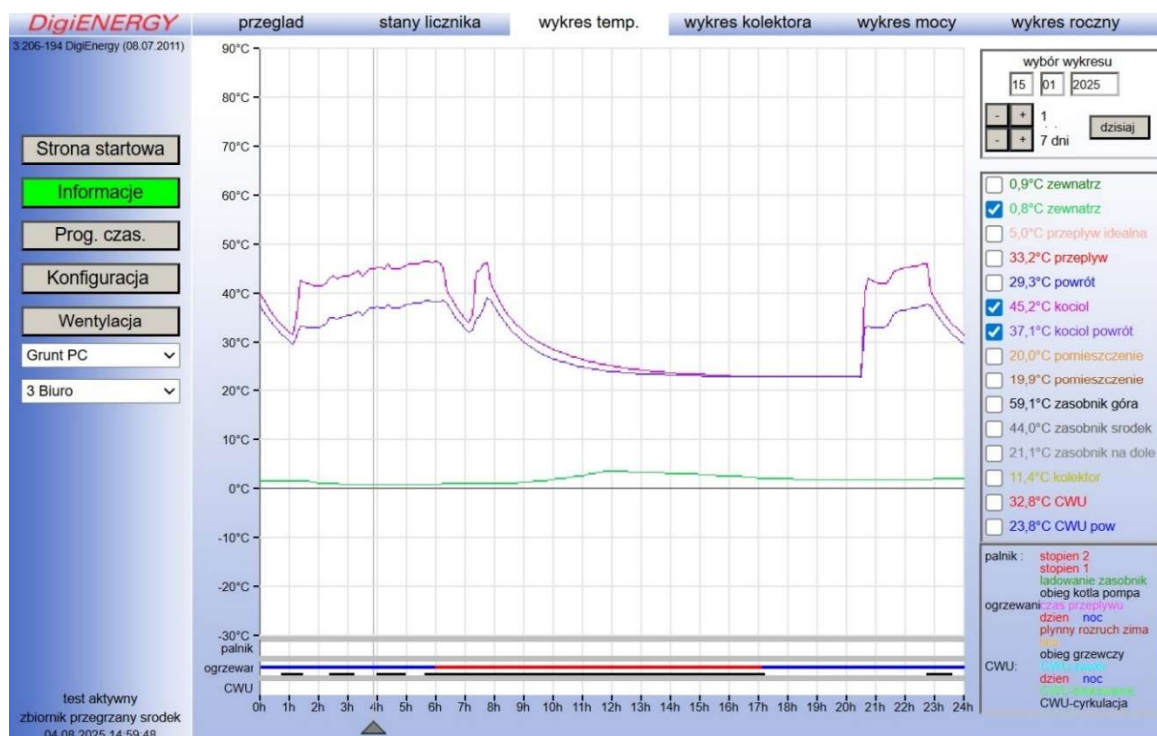
W dniu 15 stycznia 2025 znów pracowały obydwie pompy ciepła. Podobnie jak poprzednio PPC w ciągu dnia, a GPP w nocy. Temperatury zewnętrzne oscylowały w granicach $0,9 \div 3,5^{\circ}\text{C}$. W automatyce ustawiono jednak, że PPC pracowała dłużej niż 1 stycznia, co było podyktowane potrzebą regeneracji dolnego źródła gruntowej pompy ciepła. Powietrzna pompa ciepła wytworzyła 79 kWh ciepła, pobierając przy tym 35 kWh energii elektrycznej, zaś jednostka gruntowa wytworzyła prawie 66 kWh ciepła, przy poborze energii elektrycznej na poziomie 22 kWh (rys. 59). Temperatury zasilania zarówno gruntowej jak i powietrznej pompy ciepła kształtowały się na podobnym poziomie (rys. 60 i 61). Pompy ciepła uzyskały COP na poziomie 2,25 jednostka powietrzna i 2,96 jednostka gruntowa. Widoczna jest wyraźna różnica w pracy obydwu urządzeń. Gruntowa pompa ciepła pracuje ze stałą mocą i reguluje się poprzez taktowanie – regulacja ilościowa, z kolei powietrzna pompa ciepła reguluje się poprzez modulację mocy – regulacja jakościowa (rys. 62 i 63).



Rys. 59. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 15.01.2025



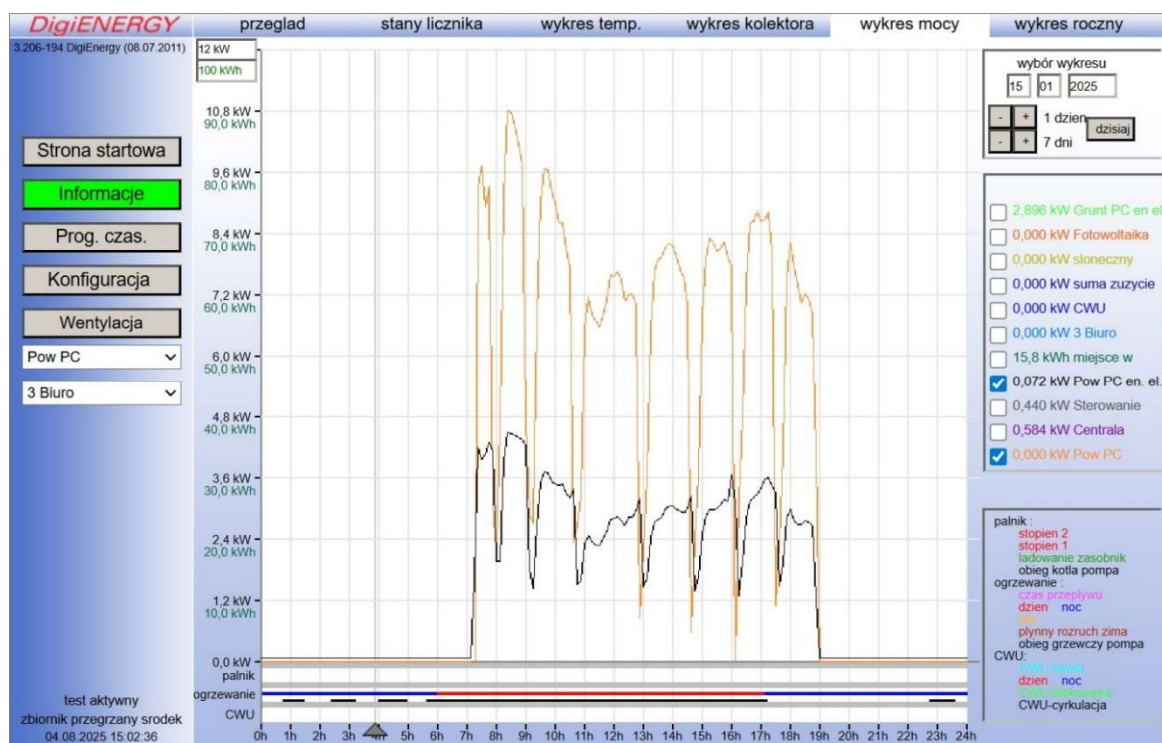
Rys. 60. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 15.01.2025



Rys. 61. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 15.01.2025

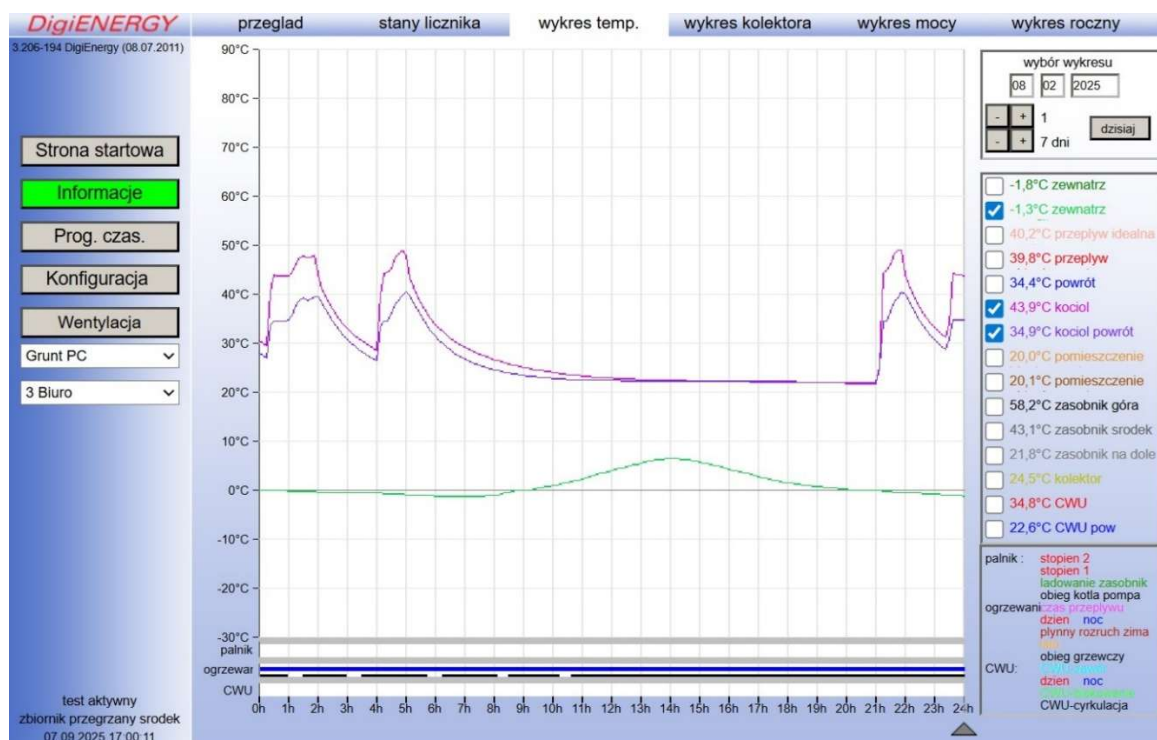


Rys. 62. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 15.01.2025



Rys. 63. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 15.01.2025

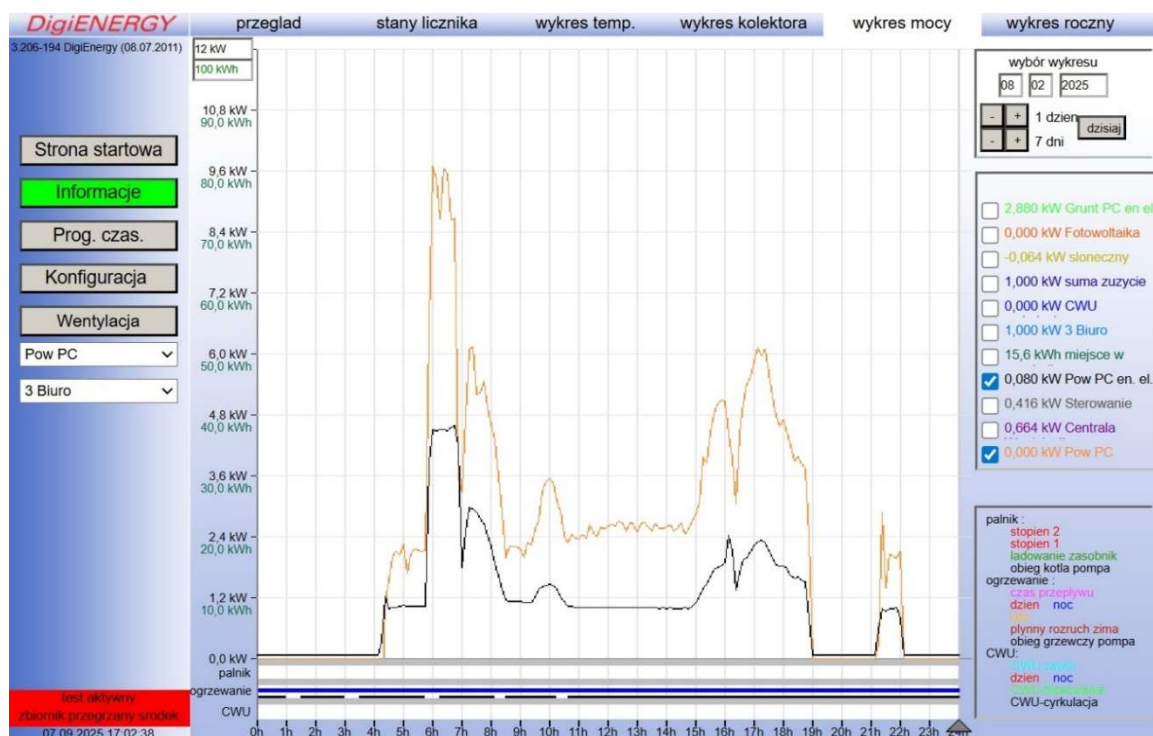
W dniu 8 lutego 2025 temperatury zewnętrzne wahały się w przedziale $-1,3 \div 6,5^{\circ}\text{C}$, przy czym dodatkowo temperatury zanotowano między 9:00 a 20:00 (rys. 64). Gruntowa pompa ciepła pracowała w godzinach nocnych, kiedy temperatury powietrza zewnętrznego były ujemne (rys. 65), a powietrzna pompa ciepła przez większość czasu pracowała przy dodatnich temperaturach zewnętrznych (rys. 66). Temperatura zasilania GPP nie przekraczała 50°C , a COP wyniosło 3,03 pomimo pracy przy ujemnej temperaturze powietrza zewnętrznego. Z kolei powietrzna pompa ciepła przejęła w tym dniu większość obciążenia, produkując o ok. 60% więcej energii niż jednostka gruntowa (rys. 67) przy temperaturach zasilania na podobnym poziomie (rys. 68) i uzyskując średniodobowy wskaźnik efektywności równy 2,17.



Rys. 64. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02.2025



Rys. 65. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02.2025



Rys. 66. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 08.02.2025

DigiENERGY		przegląd	stany licznika	wykres temp.	wykres kolektora	wykres mocy	wykres roczny
3.206-194 DigiEnergy (08.07.2011)							
Strona startowa Informacje Prog. czas. Konfiguracja Wentylacja Pow PC 3 Biuro							
test aktywny zbiornik przegrzewany śrądek 07.09.2025 17.02.38							
		aktualny	licznik teraz	08.02.2025	-	08.02.2025	= cena / jednostka zestawienie
Pow PC en. el.	0,000 kW	13384,692 kWh	12119,951 kWh	12145,708 kWh	25,757 kWh	62,000 gr/kWh	15,96 zł
Centrala Wentylacji	0,000 kW	29952,897 kWh	28778,777 kWh	28794,550 kWh	15,773 kWh	62,000 gr/kWh	9,77 zł
Sterowanie	0,374 kW	16661,685 kWh	15295,129 kWh	15305,403 kWh	10,274 kWh	62,000 gr/kWh	6,36 zł
Grunt PC en. el.	0,000 kW	39814,996 kWh	39258,740 kWh	39270,239 kWh	11,499 kWh	62,000 gr/kWh	7,12 zł
Fotowoltaika	1,039 kW	30831,502 kWh	22595,337 kWh	22595,337 kWh	0,000 kWh	75,000 gr/kWh	0,00 zł
Pow PC	0,000 kW	31152,299 kWh	28253,641 kWh	28309,438 kWh	55,797 kWh	28,400 gr/kWh	15,84 zł
Grunt PC	0,000 kW	103541,748 kWh	101859,624 kWh	101894,540 kWh	34,916 kWh	16,300 gr/kWh	5,69 zł
Kolektory S	0,000 kW	33199,490 kWh	31210,626 kWh	31214,228 kWh	3,602 kWh	1,700 gr/kWh	0,06 zł
3 Biuro	0,000 kW	45088,713 kWh	44180,638 kWh	44200,211 kWh	19,573 kWh	23,400 gr/kWh	4,58 zł
5 Sala wykładowa	0,000 kW	13734,576 kWh	13734,575 kWh	13734,575 kWh	0,000 kWh	23,400 gr/kWh	0,00 zł
Grunt PC CWU	0,000 kW	48502,809 kWh	48502,809 kWh	48502,809 kWh	0,000 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł
Pow PC CWU	0,000 kW	2041,631 kWh	2041,291 kWh	2041,292 kWh	0,001 kWh	23,400 gr/kWh	0,00 zł
CWU cyrkulacja	0,000 kW	2892,547 kWh	2891,368 kWh	2891,373 kWh	0,005 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł
CWU zużycie	0,000 kW	13136,302 kWh	12429,027 kWh	12438,957 kWh	9,930 kWh	0,000 gr/kWh	0,00 zł
	0,0 l/min	568,633 kWh	545,505 m³	545,808 m³	0,303 m³	0,00 zł/m³	0,00 zł
test aktywny zbiornik przegrzewany śrądek 07.09.2025 16.54.58							

Rys. 67. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 08.02.2025

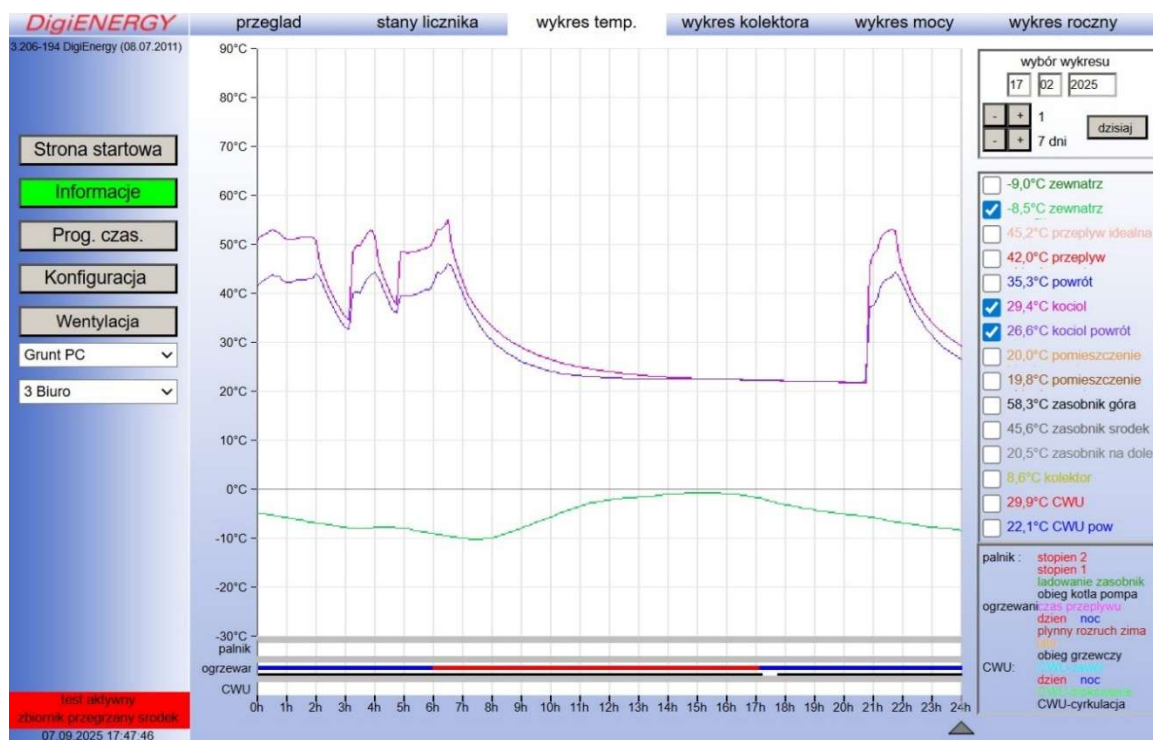


Rys. 68. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 08.02.2025

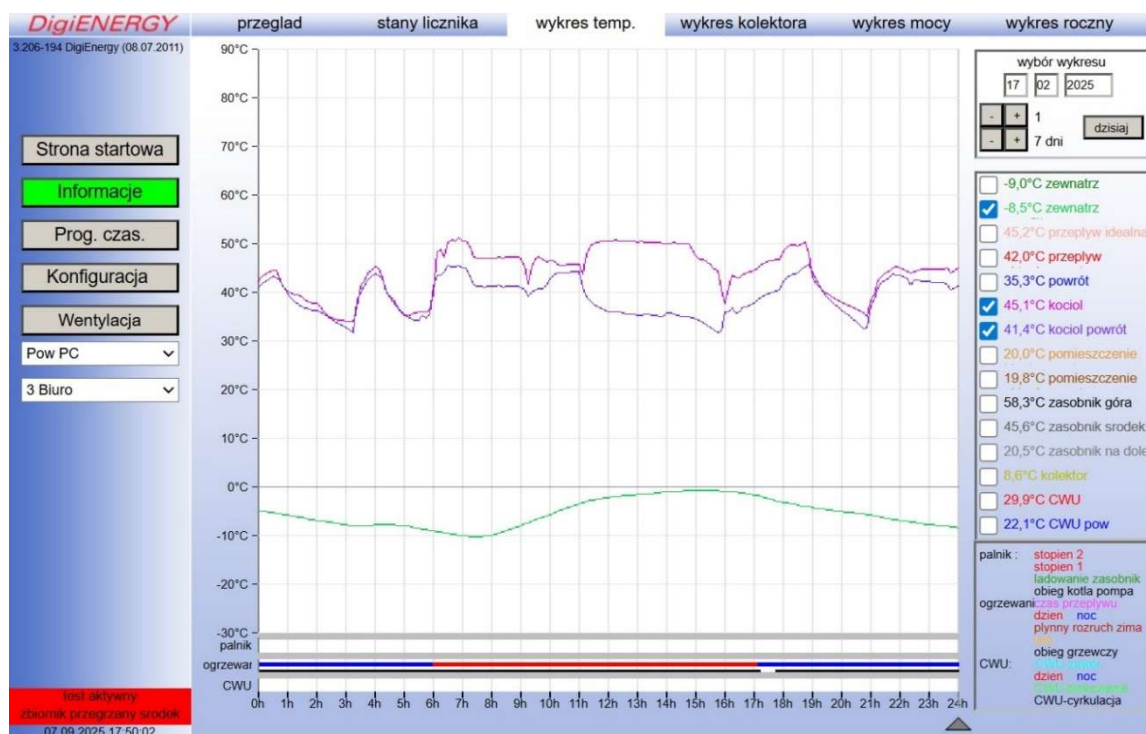
Ostatni dzień wybrany do analizy to 17 lutego 2025, kiedy ujemne temperatury utrzymywały się przez całą dobę. Temperatura powietrza zewnętrznego wahała się w tym dniu między $-10,3 \div -0,8^{\circ}\text{C}$. Powietrzna pompa ciepła ponownie pokrywała ponad 50% więcej zapotrzebowania budynku na ciepło niż jednostka gruntowa (rys. 69). Dane pomiarowe zebrane 17 lutego 2025 wyraźnie pokazuje silną zależność pomiędzy temperaturą zasilania obiegów grzewczych i efektywnością pracy gruntuowej pompy ciepła. Ze względu na niskie temperatury zewnętrzne wymagana temperatura zasilania sięgała 55°C (rys. 70), a COP gruntuowej pompy ciepła spadło do poziomu 2,66. Powietrzna pompa ciepła, mimo pracy jednostki gruntuowej w godzinach nocnych (rys. 72), pracowała prawie przez całą dobę (rys. 73). Co ciekawe, mimo ujemnych temperatur zewnętrznych, PPC nie przeprowadzała w tym dniu cykli odszraniania, ale jej średniodobowa efektywność spadła do poziomu 1,93.



Rys. 69. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 17.02.2025



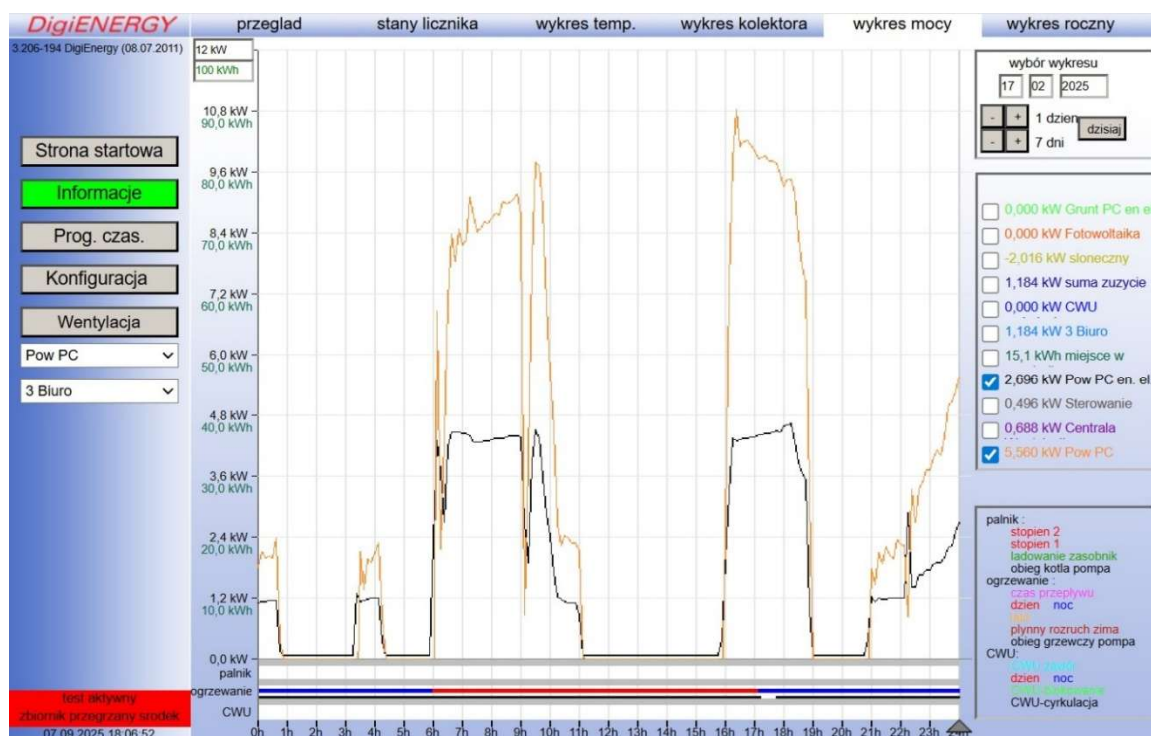
Rys. 70. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 17.02.2025



Rys. 71. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 17.02.2025



Rys. 72. Wykres mocy gruntuw pompy ciepła w dniu 17.02.2025



Rys. 73. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 17.02.2025

Zestawienie parametrów pracy obydwu urządzeń w analizowanych dniach wraz z zakresami temperatur zewnętrznych i temperatur zasilania oraz powrotu przedstawia tabela 17.

Przeprowadzona analiza pozwoliła na porównanie pracy źródeł w różnych warunkach. Dane z kolejnych okresów grzewczych pozwoliły określić zależność parametrów pracy urządzeń od warunków atmosferycznych oraz wzajemnych korelacji, występujących między pompami ciepła pracującymi równolegle. Stwierdzono bezspornie, że podczas jednoczesnej pracy gruntowa pompa ciepła całkowicie dominuje jednostkę powietrzną, co nie jest korzystnym zjawiskiem. Aby przeanalizować specyfikę pracy obu urządzeń w takich samych warunkach konieczne było przesterowanie układu w poszczególnych dniach. Z uzyskanych danych pomiarowych wybrano kilka dni reprezentatywnych w każdym z sezonów grzewczych, co pozwoliło opracować model sterowania najbardziej optymalny dla pracy każdego ze źródeł. Zauważono, że PPC jest bardzo wrażliwa na zmiany temperatury zewnętrznej, co było zgodne z oczekiwaniami. Nieco zaskakującym zjawiskiem była jednak duża podatność GPC na zmiany temperatury zasilania. Ciekawym aspektem współpracy obu pomp ciepła jest sterowanie godzinami pracy i proporcjami wytwarzanej energii w zależności od warunków pogodowych. Na podstawie przeprowadzonych badań ustalono, że najkorzystniejszym rozwiązaniem jest zaprogramowanie pracy powietrznej pompy ciepła w ciągu dnia, kiedy temperatury zewnętrzne są wyższe. Zapobiega to częstemu odszranianiu, zwiększa efektywność pracy układu termodynamicznego i maksymalizuje wykorzystanie energii elektrycznej produkowanej przez

Tab. 17. Zestawienie danych o pracy pomp ciepła w wybranych dniach sezonów grzewczych

Data	Temperatury zewnętrzne			PPC					GPC				
	średnia	max	min	T zas.	T pow.	E el.	E ciepl.	COP dob.	T zas.	T pow.	E el.	E ciepl.	COP dob.
14.01.2023	4.8	9.1	1.1	47.7	45.2	25.62	74.05	2.89	53.9	45.8	32.13	86.81	2.7
18.01.2023	2.3	5.1	0.2	-	-	1.39	0	0	51.4	44.3	70.02	183.11	2.62
21.01.2023	2.3	4.9	1.1	47.2	40.9	90.67	216.1	2.38	-	-	0	0	0
08.02.2023	-2	4	-6.7	49.7	38.8	85.48	199.66	2.34	53.9	46.1	21.94	58.09	2.65
10.01.2024	-10.3	-5.6	-17.7	-	-	1.42	0	0	59.3	51.2	50.49	121.54	2.41
18.01.2024	2.4	5.8	-0.8	-	-	0.89	0	0	49.2	40.1	53.8	133.63	2.48
08.02.2024	4.6	6	2.6	-	-	1.06	0	0	40.1	31.7	28.94	96.42	3.33
10.02.2024	6.9	13.5	3.6	35.3	32.6	21.05	94.98	4.51	-	-	0	0	0
01.01.2025	1.85	6.3	-2.7	41	36.7	13.12	38.02	2.9	44.7	36.8	38.23	109.49	2.86
15.01.2025	1.9	3.5	0.9	44.5	39.4	35.26	79.27	2.25	45.2	37.1	22.23	65.77	2.96
08.02.2025	4.6	6.5	-1.3	44.7	41.3	25.75	55.79	2.17	44.5	35.8	11.5	34.9	3.03
17.02.2025	-4.9	-0.8	-10.3	46.9	40.6	37.67	72.59	1.93	49.5	40.9	17.81	47.45	2.66

instalację fotowoltaiczną na potrzeby własne. Gruntowa pompa ciepła wykazująca się mniejszą wrażliwością na warunki zewnętrzne może pracować w godzinach nocnych, produkując przy niższych temperaturach energię na potrzeby grzewcze z większą efektywnością niż powietrzna pompa ciepła.

Kolejnym elementem wykonywanych analiz było porównanie pracy powietrznej pompy ciepła jako układu całościowego: z pompą obiegową, operacjami odszraniania i podgrzewaniem karteru sprężarki w trybie gotowości do pracy (dane z systemu DigiENERGY), z pracą samego układu chłodniczego i grzałki elektrycznej w momentach kiedy przejmowała rolę źródła ogrzewania (aplikacja producenta pompy ciepła ViCare). Aplikacja dedykowana dla powietrznej pompy ciepła pokazuje jedynie zużycie energii przez sprężarkę oraz przez grzałkę elektryczną pracującą na potrzeby ogrzewania. Pozostałe pobory energii, służące odszranianiu wymiennika i podgrzewaniu karteru sprężarki nie są uwzględniane w bilansie i aplikacja ich nie pokazuje.

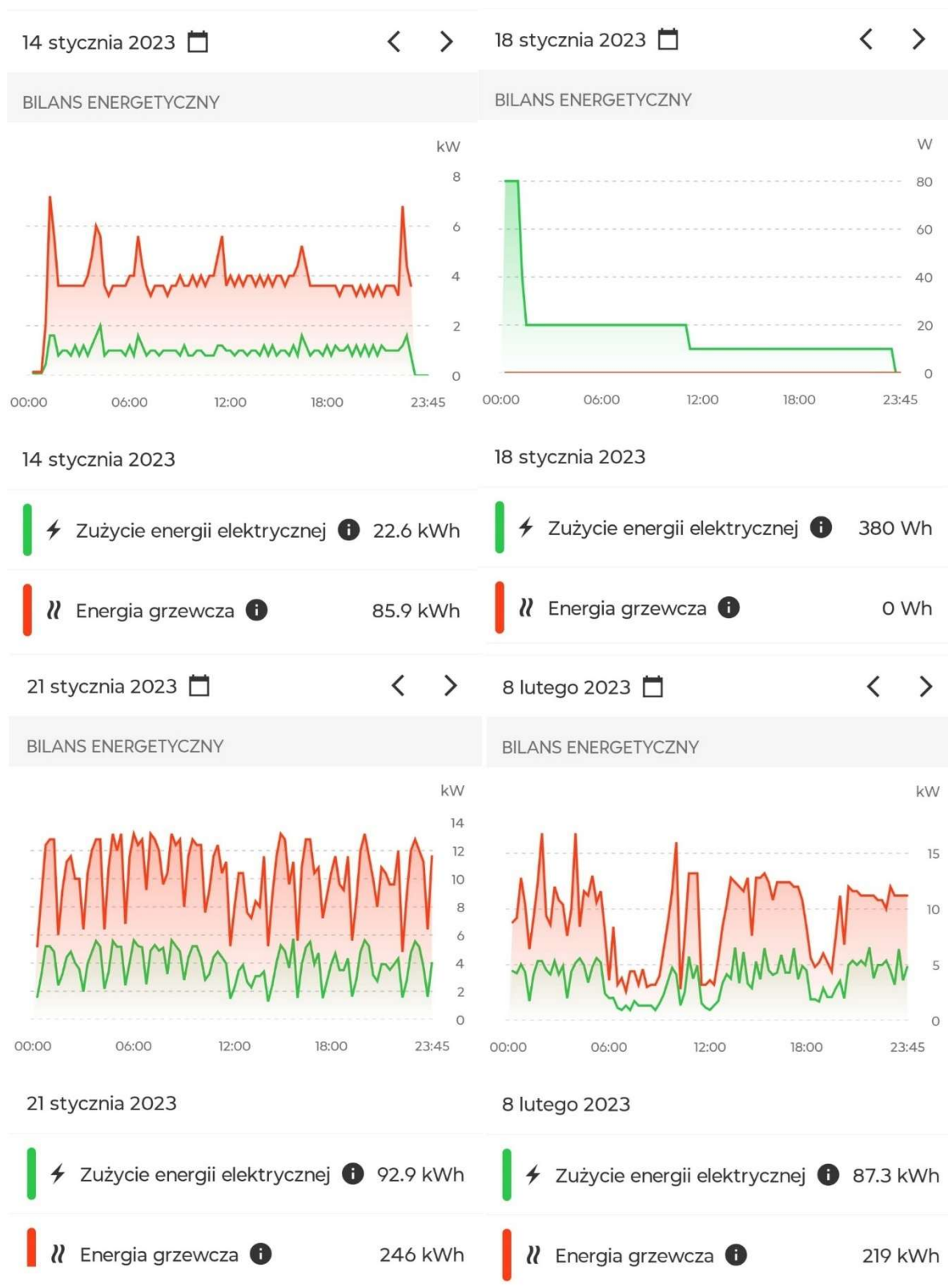
Przeanalizowano te same dni, dla których wykonano analizę porównawczą GPC i PPC. Średnia różnica dobowej wartości COP wynosi 30%. Najmniejsze różnice wystąpiły w dniach, kiedy urządzenie wytworzyło najwięcej energii. W dniu 8 lutego 2023 urządzenie wyprodukowało ok. 200 kWh ciepła, pracując całą dobę, przy średniej temperaturze powietrza na poziomie -2°C . W tym czasie pompa przeprowadziła odszranianie wymiennika ośmiokrotnie. Różnica w COP zarejestrowanym przez DigiENERGY i ViCare wyniosła tylko 7,3%. Z kolei dzień 21 stycznia 2023 charakteryzował się dodatnimi temperaturami powietrza zewnętrznego przez całą dobę, ze średnią temperaturą wynoszącą $2,3^{\circ}\text{C}$. W tym dniu PPC pracowała jako jedyne źródło zasilania i pomimo dodatnich temperatur odszraniała wymiennik aż 17 razy. Pompa ciepła pracowała jednak w sposób ciągły, wytwarzając w ciągu doby ponad 200 kWh energii grzewczej. W tym wypadku różnica pomiędzy COP obliczonym na podstawie danych z obydwu programów wyniosła 11,3%. W pozostałych analizowanych dniach powietrzna pompa ciepła wyprodukowała mniejsze ilości ciepła, co skutkowało większymi rozbieżnościami w COP obliczonym na podstawie danych z DigiENERGY i ViCare. Im krócej urządzenie pracowało w ciągu doby, tym większe rozbieżności między danymi z obu programów. Jest to spowodowane przede wszystkim koniecznością podgrzewania karteru sprężarki w okresach przestoju urządzenia, w celu utrzymania gotowości pompy ciepła do pracy. Im dłuższe przerwy w pracy, tym więcej dodatkowej energii elektrycznej zużywa PPC. Mimo zwiększenia rozbieżności między efektywnością pracy układu chłodniczego i całej instalacji powietrznej pompy ciepła, przesterowanie urządzenia do pracy tylko w ciągu dnia

daje wymierne efekty energetyczne. COP układu chłodniczego wzrosło diametralnie, a całkowity średniodobowy wskaźnik efektywności także uległ poprawie. Na podstawie danych z obydwu aplikacji ustalono, że obniżenie temperatury powietrza zewnętrznego, a w konsekwencji podniesienie temperatury zasilania w badanym budynku skutkuje średnim obniżeniem efektywności na poziomie ok. 2,9% przy spadku temperatury zewnętrznej o 1°C. Literaturowe dane [117, 118] podają spadek efektywności na poziomie 1-2 % na każdy stopień spadku temperatury zewnętrznej, jednak badany układ nie jest standardowym typem ogrzewania przystosowanego do pracy z pompami ciepła. Większość obiegów grzewczych jest realizowana za pomocą powietrza wentylacyjnego, gdzie nagrzewnica zasilana wodą grzewczą podnosi temperaturę, nadmuchiwane do pomieszczeń powietrza wentylacyjnego, do wymaganego poziomu. Pozostałe pomieszczenia są ogrzewane za pomocą zwykłych grzejników, które pracują na stosunkowo wysokim parametrze temperaturowym. Dla układu nie dostosowanego do pracy z pompami ciepła zanotowany spadek efektywności pracy urządzenia jest więc akceptowalny.

Dane z poszczególnych dni przedstawiają rysunki 74-76. Wyraźnie widoczne są na nich zmiany w sterowaniu pracą urządzenia w kolejnych sezonach grzewczych. W porównaniu z danymi z DigiENERGY wyraźnie widać brak rejestracji wzrostu poboru energii przy cyklach odszraniania wymiennika. Wyniki porównawcze zużycia energii elektrycznej, produkcji energii grzewczej oraz COP przedstawia tabela 18.

Tab. 18. Zestawienie porównawcze danych o pracy PPC z aplikacji monitorujących dla wybranych dni sezonów grzewczych

Data	DigiENERGY			ViCare		
	E el.	E ciepl.	COP dob.	E el.	E ciepl.	COP dob.
14.01.2023	25.62	74.05	2.89	22.60	85.90	3.80
18.01.2023	1.39	0.00	0.00	0.38	0.00	0.00
21.01.2023	90.67	216.10	2.38	92.90	246.00	2.65
08.02.2023	85.48	199.66	2.34	87.30	219.00	2.51
10.01.2024	1.42	0.00	0.00	0.49	0.00	0.00
18.01.2024	0.89	0.00	0.00	0.19	0.00	0.00
08.02.2024	1.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.02.2024	21.05	94.98	4.51	18.20	101.00	5.55
01.01.2025	13.12	38.02	2.90	11.90	47.80	4.02
15.01.2025	35.26	79.27	2.25	35.00	105.00	3.00
08.02.2025	25.75	55.79	2.17	23.70	79.20	3.34
17.02.2025	37.67	72.59	1.93	36.60	94.60	2.58



Rys. 74. Bilanse energii w aplikacji ViCare w wybranych dniach sezonu grzewczego 2022/2023



8 lutego 2024
< >

10 lutego 2024
< >

BILANS ENERGETYCZNY

8 lutego 2024

Zużycie energii elektrycznej ⓘ --

Energia grzewcza ⓘ --

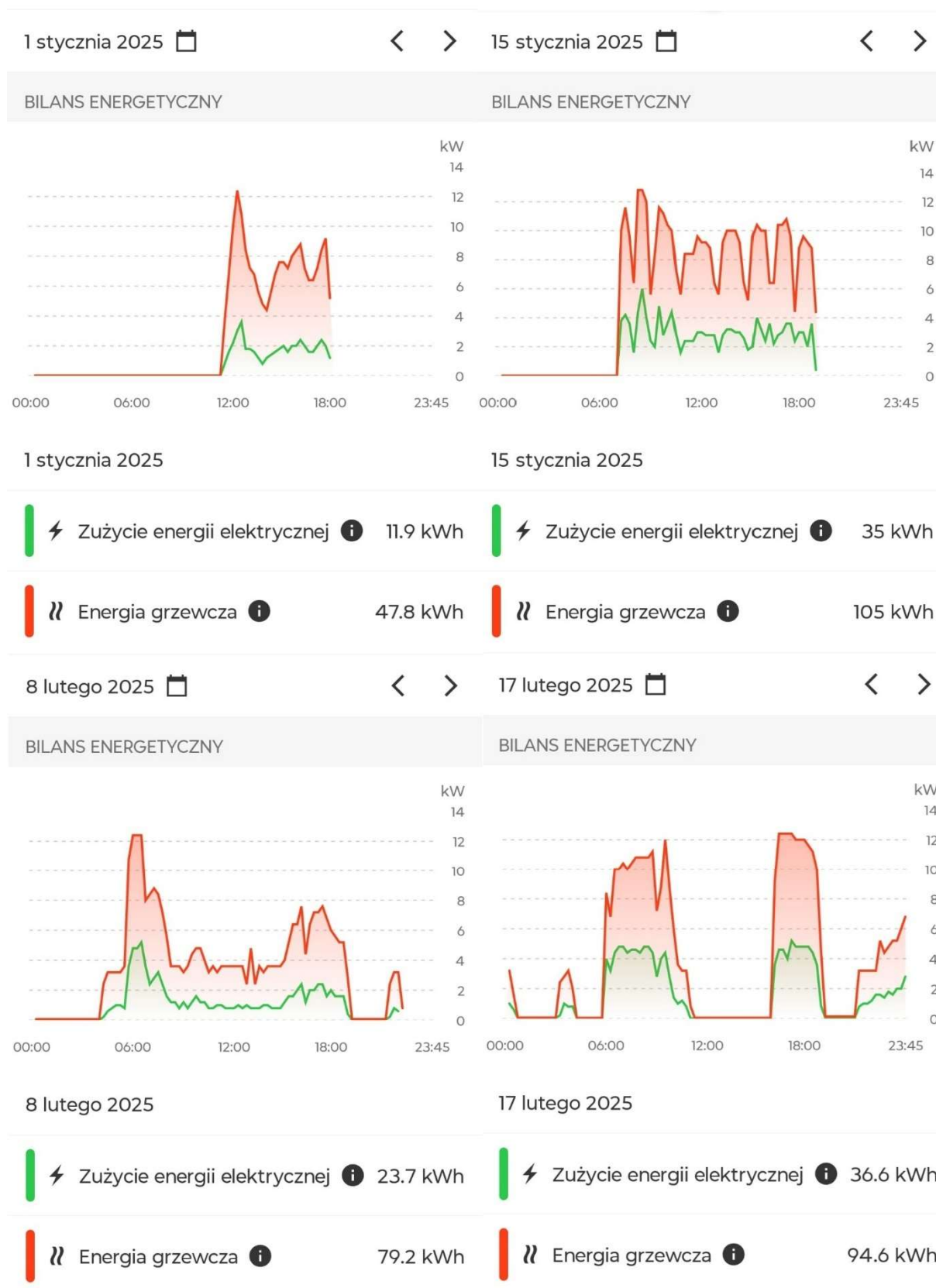
BILANS ENERGETYCZNY

10 lutego 2024

Zużycie energii elektrycznej ⓘ 18.2 kWh

Energia grzewcza ⓘ 101 kWh

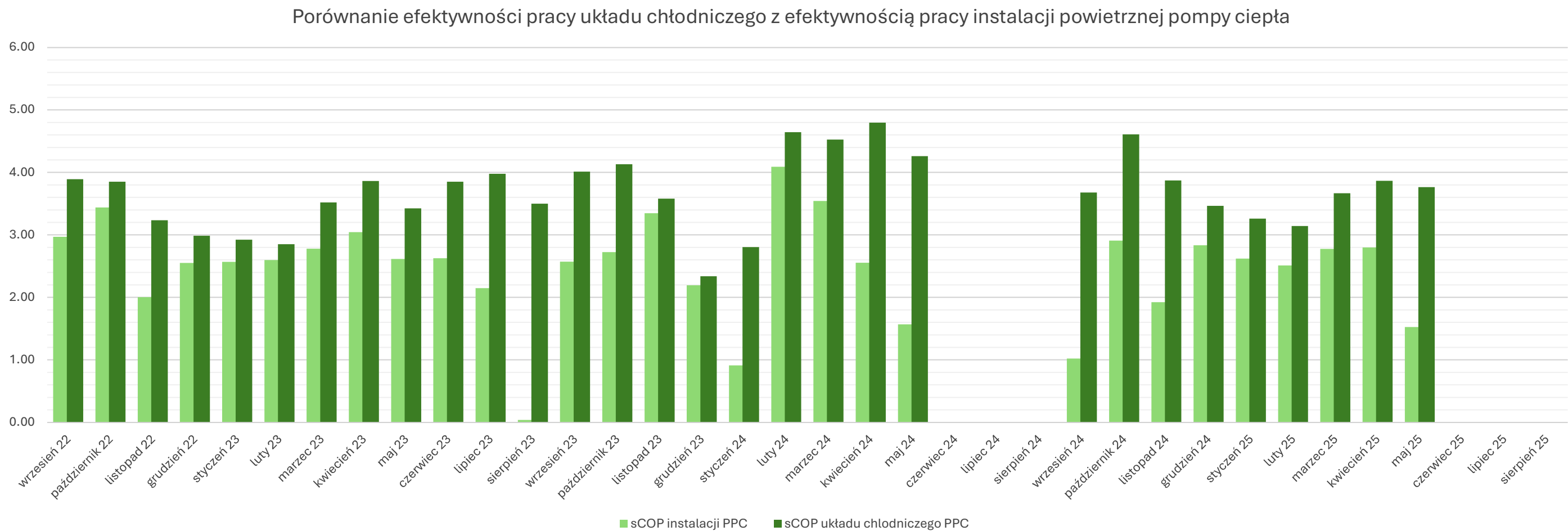
Rys. 75. Bilanse energii w aplikacji ViCare w wybranych dniach sezonu grzewczego 2023/2024



Rys. 76. Bilanse energii w aplikacji ViCare w wybranych dniach sezonu grzewczego 2024/2025

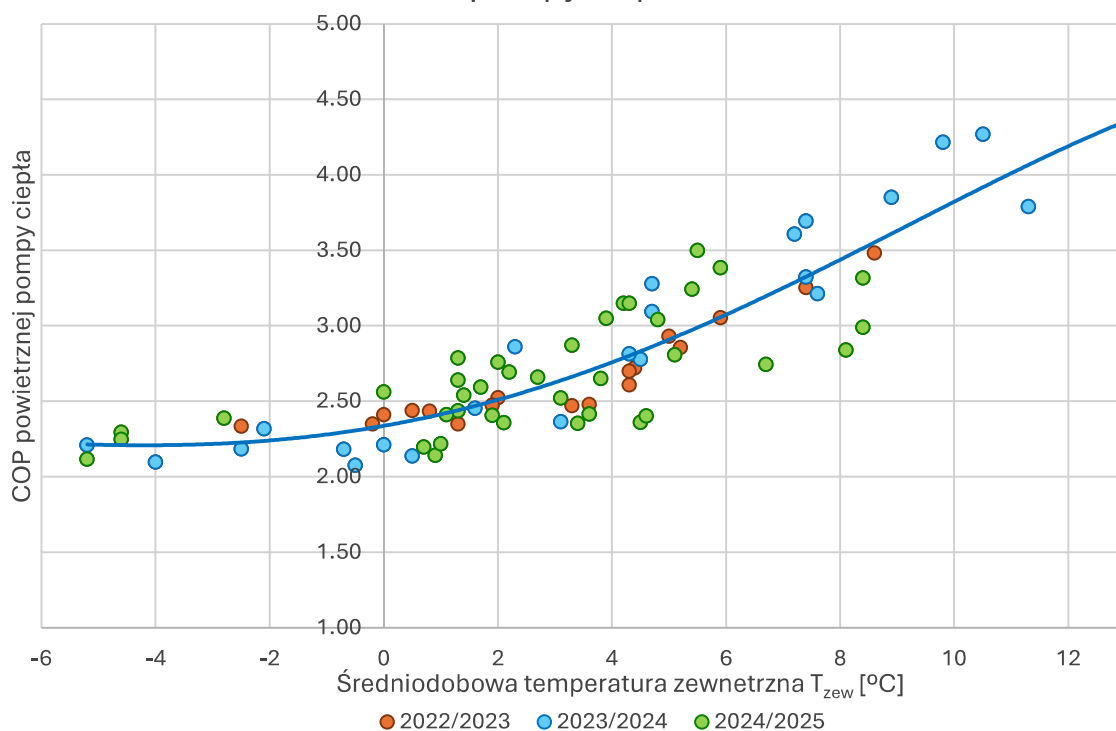
Poza porównaniem wybranych dni przeprowadzono również analizę sCOP obliczonego przez każdą z obu aplikacji w kolejnych sezonach grzewczych. Na podstawie zgromadzonych danych przeprowadzono analizę porównawczą dotyczącą poboru prądu i produkcji energii grzewczej dla urządzenia tylko w trybie ogrzewania oraz całościowego pokrycia zapotrzebowania energetycznego urządzenia grzewczego w zależności od panujących warunków zewnętrznych. Na tej podstawie przygotowano porównanie efektywności samej pompy ciepła w trybie grzewczym (układ chłodniczy i ew. grzałka elektryczna – dane z ViCare) oraz efektywności pracy układu całościowo (dane z DigiENERGY). Dane zestawiono na wykresie (rys. 77). W zależności od warunków pogodowych, determinujących tryb pracy urządzenia, liczby i czasu przestoi oraz cykli odszraniania, rozbieżności między wskaźnikiem efektywności układu chłodniczego i całego układu powietrznej pompy ciepła wahały się w granicach kilku do nawet kilkudziesięciu procent. Im dłuższe przestoje, tym większe rozbieżności, wynikające przede wszystkim z poboru energii elektrycznej w trybie gotowości do pracy. Poza tym różnice w zimniejszych dniach, kiedy temperatura zewnętrzna wymusza defrost, również są znaczące. Co ciekawe, w okresie letnim, kiedy pompa ciepła po pierwszym sezonie grzewczym pracowała jedynie w trybie przygotowania ciepłej wody użytkowej jej COP spadło zamiast wzrosnąć. Było to spowodowane stosunkowo krótkimi czasami pracy i długimi okresami przestojów, zwłaszcza w ciepłe słoneczne dni, kiedy kolektory słoneczne produkowały dużo energii. Na tej podstawie można stwierdzić, że montaż kolektorów słonecznych w budynku z pompą ciepła nie ma większego sensu, gdyż kolektory słoneczne zwiększają liczbę i okresy przestoi pracy pompy ciepła. Lepszym rozwiązaniem będzie montaż dodatkowych modułów fotowoltaicznych, które wyprodukują energię elektryczną, która pokryje zapotrzebowanie na prąd do pracy pompy ciepła oraz zrównoważy energię potrzebną na podtrzymanie gotowości do pracy.

Kolejnym elementem analizy porównawczej pracy gruntowej i powietrznej pompy ciepła było znalezienie zależności pomiędzy COP pomp ciepła, temperaturami zewnętrznymi oraz temperaturami zasilania w instalacji grzewczej. Zauważono, że powietrzna pompa ciepła nie reaguje na zmianę temperatury zewnętrznej liniowo. Wykres przedstawiający zależność efektywności pracy powietrznej pompy ciepła przedstawiono na rys. 78. Dla gruntowej pompy ciepła ta sama zależność została przedstawiona na rys. 79. Obydwa wykresy przedstawiają punkty pomiarowe z podziałem na poszczególne sezony grzewcze. Linia trendu została wyznaczona z uwzględnieniem wartości z wszystkich trzech sezonów grzewczych.



Rys. 77. Porównanie efektywności pracy układu powietrznej pompy ciepła z efektywnością pracy samego układu chłodniczego.

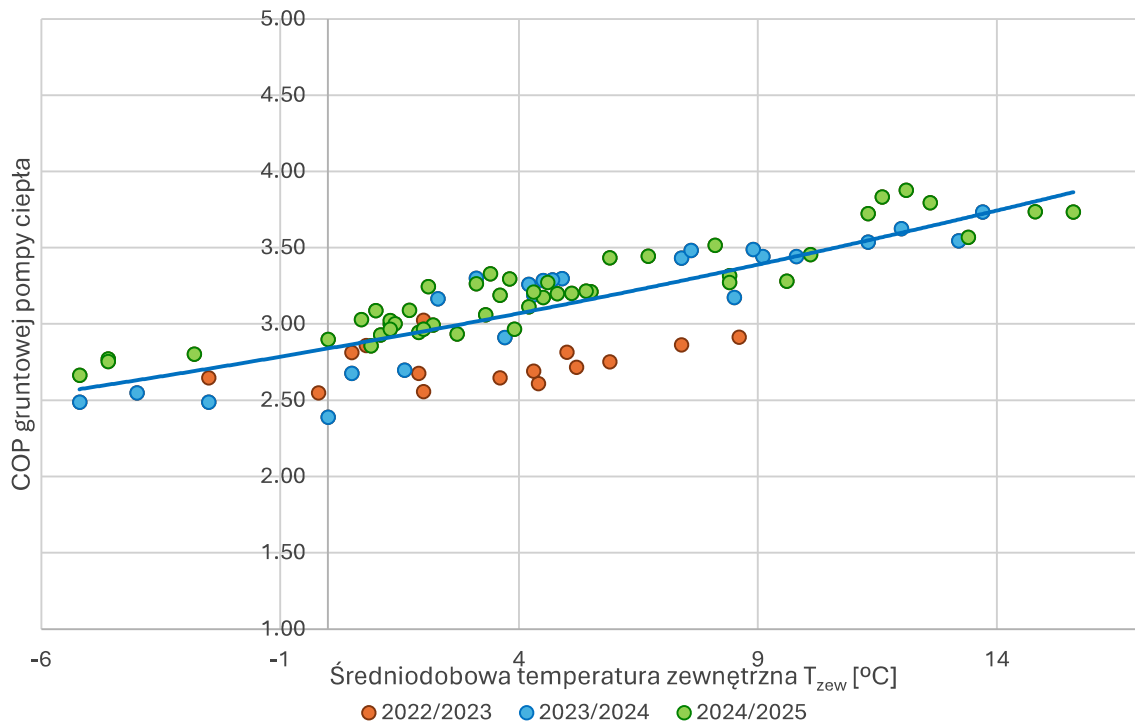
Wpływ temperatury zewnętrznej na COP powietrznej pompy ciepła



Rys. 78. Wpływ średniodobowej wartości temperatury zewnętrznej na efektywność pracy powietrznej pompy ciepła.

Zauważyć można, że powietrzna pompa ciepła jest bardzo wrażliwa na zmiany temperatur powietrza zewnętrznego. Jest to związane przede wszystkim z faktem, iż powietrze zewnętrzne jest w tym przypadku dolnym źródłem ciepła, a co za tym idzie, spadek temperatury powietrza zewnętrznego to spadek temperatury dolnego źródła. Drugim powodem szybkiego spadku COP jest konieczność podniesienia temperatury zasilania obiegów grzewczych wraz ze spadkiem temperatury zewnętrznej. W powietrznej pompie ciepła powoduje to dodatkowy wzrost różnicy temperatur na parowniku i skraplaczu w układzie chłodniczym. Z wykresu dla gruntowej pompy ciepła wyraźnie widać, że zmiana COP zależy od temperatury zewnętrznej w dużo mniejszym stopniu niż w przypadku jednostki powietrznej. W przypadku GPC spadek efektywności pracy wraz z obniżeniem się temperatury powietrza jest spowodowany w głównej mierze koniecznością podniesienia temperatury zasilania obiegów grzewczych, kiedy robi się chłodniej oraz czasem pracy pompy ciepła. Im niższa temperatura zewnętrzna, tym większe zapotrzebowanie na energię, a więc dłuższe okresy pracy urządzenia, co może prowadzić do wychłodzenia dolnego źródła, a w konsekwencji do spadku efektywności pracy pompy ciepła. Ponadto na wykresie, przedstawionym na rysunku 79, zauważyć można poprawę parametrów pracy gruntowej pompy ciepła w drugim i trzecim sezonie grzewczym. Kalibracja systemu i odpowiednie dostosowanie cykli pracy poprawiło efektywność GPC.

Wpływ temperatury zewnętrznej na COP gruntowej pompy ciepła



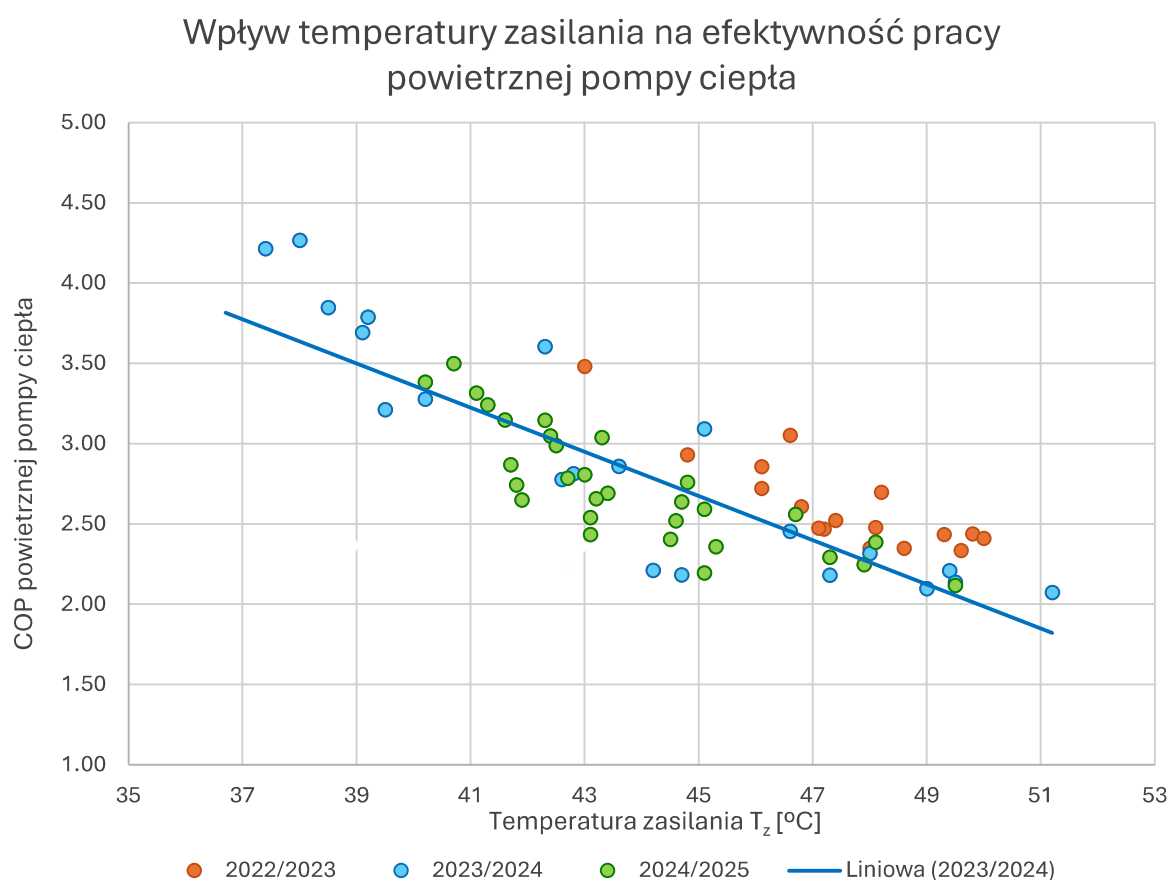
Rys. 79. Wpływ średniobowej wartości temperatury zewnętrznej na efektywność pracy gruntowej pompy ciepła

Porównano też pracę obu urządzeń pod kątem zależności wartości COP od temperatury zasilania, generowanej przez pompę ciepła. Na rys. 80 przedstawiono dane dla PPC, a na rys. 81 zostały zobrazowane dane dla GPC. Wrażliwość powietrznej pompy ciepła jest zdecydowanie większa. Mimo pracy w niższym zakresie temperatur zasilania jej COP spada znacznie bardziej niż w przypadku jednostki gruntowej. Jest to spowodowane nałożeniem się dwóch zjawisk:

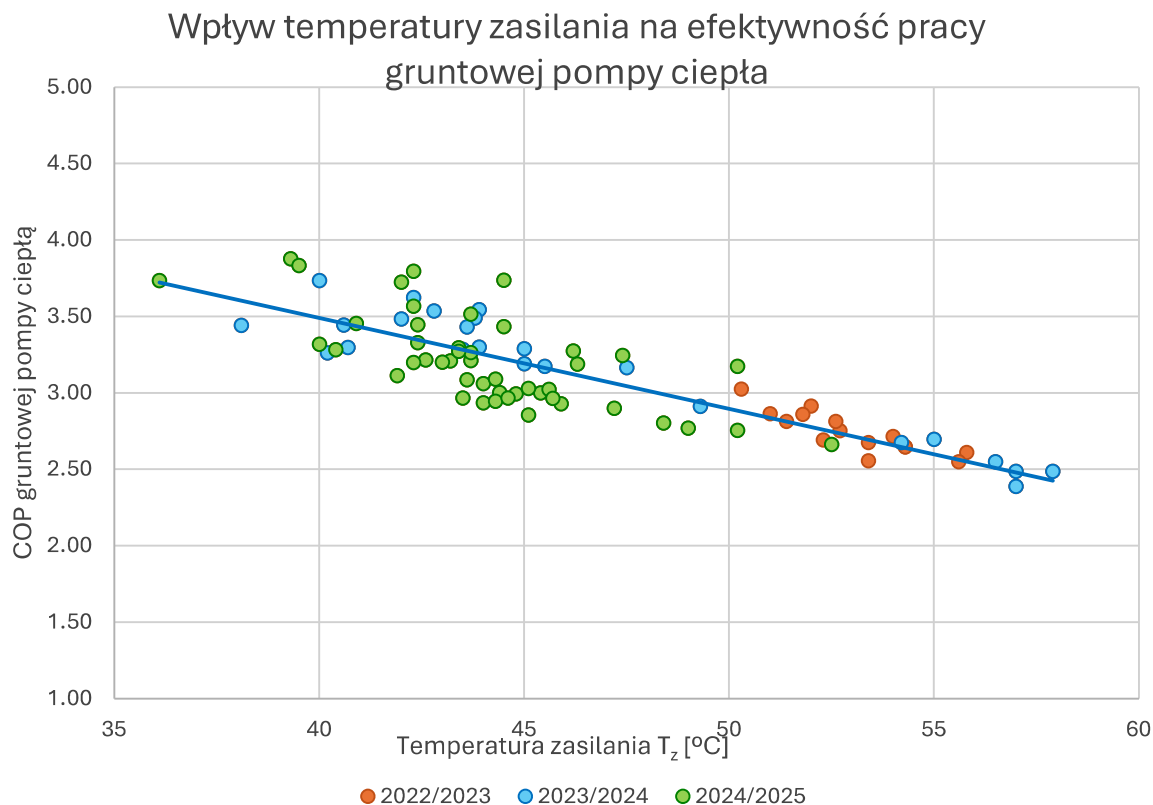
- podnoszenie temperatury zasilania następuje zazwyczaj z powodu wzrostu zapotrzebowania na ciepło, wynikające ze spadku temperatury zewnętrznej,
- z kolei spadek temperatury zewnętrznej jest równoznaczny ze spadkiem temperatury dolnego źródła ciepła pompy powietrznej, co przekłada się na dodatkowy wzrost różnicy temperatur na skraplaczu i parowniku.

Zjawisko to nie występuje w przypadku gruntowej pompy ciepła, pracującej na stabilnym dolnym źródle, którego temperatura nie zależy bezpośrednio od wartości temperatury powietrza zewnętrznego. Podczas eksploatacji gruntowej pompy ciepła zauważyć można natomiast inne zjawisko, związane ze specyfiką układu zasilania badanego obiektu. W budynku znajduje się instalacja hybrydowa, zasilana wieloma źródłami energii, przez co GPC nie została dobrana adekwatnie do potrzeb energetycznych całego budynku. Chcąc zasilić obiekt samymi

pompami ciepła należy zwrócić uwagę na czas eksploatacji dolnego źródła jednostki gruntowej. Długotrwała praca urządzenia może prowadzić do zbytniego wychłodzenia gruntu, przez co temperatura glikolu w kolektorze pionowym znacząco spada, powodując obniżenie efektywności pracy gruntowej pompy ciepła. Tak więc utrzymujące się przez dłuższy okres niskie temperatury powietrza zewnętrznego, skutkujące wzrostem zapotrzebowania budynku na energię do celów grzewczych, będą pośrednio wpływały na temperaturę dolnego źródła GPC, obniżając efektywność jej pracy. Eksploatację gruntowej pompy ciepła należy prowadzić tak, żeby nie dopuścić do nadmiernego wychłodzenia gruntu wokół kolektora. Przestoje w pracy urządzenia powinny być tak dobrane, żeby umożliwić regenerację dolnego źródła ciepła. Bardzo dobrze widać to na wykresie (rys. 79) pokazującym zależność COP gruntowej pompy ciepła od temperatury zewnętrznej. W pierwszym okresie grzewczym, kiedy praca gruntowej pompy ciepła nie była jeszcze odpowiednio wystawiona (kolor pomarańczowy na wykresie), efektywność urządzenia przy podobnych parametrach temperatury była niższa niż w przypadku pomiarów dla drugiego i trzeciego sezonu grzewczego (odpowiednio kolor niebieski i zielony na wykresie)



Rys. 80. Wpływ temperatury zasilania na efektywność pracy powietrznej pompy ciepła



Rys. 81. Wpływ temperatury zasilania na efektywność pracy gruntowej pompy ciepła

Do równie ważnych aspektów eksploatacji instalacji z pompą ciepła, zarówno gruntową jak i powietrzną należą nawyki użytkowników oraz parametry samej instalacji grzewczej w budynku. Badany obiekt jest doskonałym przykładem budynku, który nie jest całkowicie przystosowany do współpracy z instalacją zasilaną tylko pompami ciepła. Obiekt częściowo jest ogrzewany za pomocą powietrza wentylacyjnego. Obiegi grzewcze oparte na nagrzewnicach wodnych wymagają zdecydowanie wyższej temperatury zasilania niż ogrzewanie płaszczyznowe, preferowane w przypadku instalacji z pompami ciepła. Poza nagrzewnicami w układzie rozprowadzenia powietrza wentylacyjnego, w budynku wykorzystywane są grzejniki płytowe, dostosowane do pracy z kotłem gazowym, który stanowi źródło szczytowe dla znajdującej się w budynku instalacji grzewczej. Praca instalacji CO z samymi pompami ciepła wymusza wyższy parametr temperaturowy na skraplaczach obiegów chłodniczych pomp ciepła, co zwiększa pobór energii elektrycznej przez sprężarki i w efekcie obniża COP obydwu pomp ciepła, zwłaszcza przy spadku temperatur zewnętrznych. Badany obiekt został pierwotnie przystosowany do pracy układu grzewczego na parametrze temperaturowym dostosowanym do kotła gazowego. Przy projektowej temperaturze zewnętrznej dla III strefy klimatycznej (-20°C), temperatura wody grzewczej, jaka powinna zostać podana na odbiorniki w poszczególnych pomieszczeniach ogrzewanych, zdecydowanie

przekracza możliwości zainstalowanych pomp ciepła. Dla powietrznej pompy ciepła rekomenduje się temperatury zasilania obiegów grzewczych nie przekraczające 45°C, a dla gruntowej pompy ciepła do 55°C. Przy wyższych temperaturach zasilania zaobserwowano, zgodnie z przewidywaniami znaczny spadek efektywności pracy obydwu urządzeń. Z ekonomicznego punktu widzenia, dla instalacji z pompami ciepła zasilanymi prądem sieciowym, nie należy schodzić z COP poniżej 3,0-3,5, ze względu na różnice w cenach gazu i energii elektrycznej. Pompa ciepła pracująca na prądzie sieciowym, przy COP poniżej 3,0, jest po prostu droższa w eksploatacji niż kocioł gazowy.

Kolejną kwestią nie do pominięcia są wspomniane już nawyki użytkowników budynku zasilanego pompami ciepła. Do najczęstszych przyczyn wzrostu kosztów eksploatacji instalacji CO i CWU należy brak dobrych nawyków, prowadzących do oszczędzania energii. Prawdłowo zbilansowana instalacja CO zasilana pompą ciepła wymaga znacznej dyscypliny od mieszkańców budynku. Nadmierne wietrzenie pomieszczeń będzie powodowało wzrost zapotrzebowania na energię do zasilenia pompy ciepła, ale także wzrost mocy cieplnej potrzebnej do ogrzania wychłodzonych pomieszczeń, a więc wyższej temperatury zasilania obiegów grzewczych. Podnoszenie temperatury powietrza w pomieszczeniach powyżej wartości projektowe (24°C w łazienkach oraz 20°C w pozostałych pomieszczeniach użytkowych) również powoduje wzrost zapotrzebowania budynku na energię. Nie mniej ważna jest umiejętna eksploatacja instalacji CWU. Zużycie ciepłej wody na mieszkańca to bardzo istotny aspekt energooszczędności, co wykazano w dalszej części, w analizie ekonomicznej. Pierwszym krokiem do ograniczenia zużycia ciepłej wody użytkowej jest montaż odpowiednich urządzeń końcowych. Wylewki powinny zostać wyposażone w baterie z perlatozem. Ponadto należy pamiętać o zakręcaniu wody chociażby podczas mycia zębów, czy braniu szybkich pryszniców zamiast codziennej kąpieli w wannie pełnej wody. Brak odpowiednich nawyków znacząco wpływa na energooszczędność instalacji. Nieumiejętne użytkowanie budynku zasilanego pompą ciepła może skutkować wzrostem kosztów eksploatacji w stosunku do konwencjonalnych źródeł energii.

Ocena ekonomiczna rozpatrywanych rozwiązań

Analiza cen, przeprowadzona na podstawie cenników BISTYP za III kwartał 2024 roku, wykazała podobne tendencje we wzroście kosztów jednostkowych związanych z podniesieniem standardu energetycznego budynku. Przeanalizowano różne typy budynków, w tym mieszkalne jedno, wielorodzinne oraz zamieszkania zbiorowego, a także budynki

użyteczności publicznej, jak szkoły, szpitale, czy urzędy gminy. Jako wartość referencyjną przyjęto uśredniony koszt jednostkowy wzniesienia budynku w standardzie spełniającym obecnie obowiązujące wytyczne techniczne (standard tradycyjny). Dla budynku jednorodzinnego jest to jednostkowe zużycie energii pierwotnej (EP) na poziomie nie przekraczającym $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Jest to przedsięwzięcie o tyle trudne do zrealizowania, że wymagany wskaźnik EP odnosi się do całkowitego zużycia energii na potrzeby ogrzewania, wentylacji i ciepłej wody użytkowej, a co za tym idzie, dopuszczalna ilość energii użytkowej (EU), jaką możemy rozdysponować na potrzeby zaspokojenia strat energetycznych budynku zależy w dużej mierze od metrażu budynku, liczby mieszkańców i ilości ciepłej wody zużywanej na jedną osobę. Im większe zużycie CWU, tym mniej energii zostaje do rozdysponowania na potrzeby grzewcze. Nie bez znaczenia jest także system zasilania. Różne źródła energii mają różne wskaźniki nakładu energii pierwotnej. Ponieważ celem pracy jest przede wszystkim analiza obiektów zasilanych odnawialnymi źródłami energii, oszacowanie potencjalnych zysków, wynikających z zastąpienia paliw kopalnych za pomocą OZE, wymaga stworzenia modelu odniesienia, który będzie spełniał obecne przepisy oraz wykorzystywał tylko źródła zasilania oparte na paliwach kopalnych. Dla nowowznoszonych budynków obiekt odniesienia będzie więc z jednej strony ograniczony wykorzystaniem paliw kopalnych, a z drugiej zaostrzonymi normami zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej.

Nieco mniej rygorystycznie wygląda sytuacja istniejących budynków, które powinny zostać poddane termomodernizacji. W tym przypadku jako obiekt bazowy można przyjąć standardowy budynek zużywający $80\text{-}120 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$ energii użytkowej na potrzeby ogrzewania. Głównym kosztem w takim obiekcie będą rachunki za energię. Jednocześnie główną oszczędnością po dociepleniu budynku i modernizacji źródła ciepła będzie właśnie redukcja kosztów związanych z ogrzewaniem obiektu. Istotnym aspektem modernizacji istniejących budynków, o dużym zapotrzebowaniu na ciepło, jest dostosowanie instalacji grzewczej, do nowego zapotrzebowania energetycznego budynku, po przeprowadzeniu zabiegów termomodernizacyjnych. Docieplony budynek będzie miał obniżone zapotrzebowanie na moc grzewczą, a tym samym zarówno urządzenie grzewcze jak i odbiorniki w instalacji grzewczej mogą być przystosowane do dostarczania mniejszej ilości energii do pomieszczeń ogrzewanych, o czym instalatorzy często zapominają. Właściwy dobór mocy poszczególnych urządzeń pozwala uniknąć niepotrzebnych kosztów przy wymianie źródła ciepła oraz zmianie instalacji wewnątrz budynku. Należy również pamiętać, że jedynym obostrzeniem w przypadku termomodernizacji są współczynniki przenikalności cieplnej

przegród zewnętrznych, które zostały poddane dociepleniu w ponad 20% powierzchni. Nie istnieje natomiast wymóg dotyczący EP. W algorytmie postępowania przyjęto, że dla budynków, których $EU < 200 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{rok})$, możliwe jest zastosowanie pompy ciepła bez konieczności docieplania przegród zewnętrznych. W takim przypadku jedynym dodatkowym kosztem jest montaż pompy ciepła i ewentualnie instalacji fotowoltaicznej.

Na potrzeby przeprowadzenia analizy ekonomicznej przyjęto dwa warianty obliczeniowe. W pierwszym prąd z instalacji fotowoltaicznej jest pozyskiwany bezkosztowo. Założenie takie jest słuszne przede wszystkim dla istniejących instalacji PV, rozliczanych w systemie net-meteringu ale także w sytuacji, kiedy zużywana na potrzeby własne energia z instalacji PV przekracza roczne zapotrzebowanie na energię potrzebną do zasilenia pompy ciepła. Z kolei przy obecnym rozliczeniu prosumenckim sytuacja jest dużo bardziej skomplikowana. Ceny energii oddawanej do sieci zmieniają się dynamicznie, zgodnie z rzeczywistymi cenami na giełdzie energii. Dla przykładu, w czerwcu 2025 roku cena skupu energii oddanej do sieci była rekordowo niska i wyniosła $\approx 0,1363 \text{ PLN/kWh}$ [119], zaś średnia cena z okresu styczeń-wrzesień 2025 wyniosła w przybliżeniu $0,27 \text{ PLN/kWh}$ [120]. W celu oszacowania wpływu obowiązującego obecnie rozliczenia prosumenckiego drugi wariant obliczeniowy zakłada 30% wykorzystania energii na potrzeby własne oraz trzykrotnie niższą cenę sprzedaży nadwyżki energii w stosunku do późniejszej ceny zakupu sieciowej energii elektrycznej. Dodatkowym uproszczeniem jest założenie, że ceny energii sieciowej w kolejnych latach nie rosną, przez co tzw. zysk przez oszczędność w analizie PP jest stały w całym rozpatrywanym okresie. Zarówno wariant dla rozliczenia net-billingowego jak i dla net-meteringu, rozpatrzono w dwóch opcjach. Pierwsza z nich przewiduje zużycie CWU na poziomie często przyjmowanym przez projektantów, wynoszącym 60 litrów na osobę na dobę. Druga opcja, bardziej realistyczna dla inwestorów zainteresowanych energooszczędnością, to zużycie ciepłej wody na poziomie 35 litrów na osobę na dobę.

O ile budynki tradycyjne, jeżeli chcielibyśmy zasilić je konwencjonalnymi nośnikami energii, takimi jak gaz i prąd sieciowy, swoją konstrukcją i izolacyjnością muszą się zbliżyć do standardu pasywnego, to przy budynkach energooszczędnych podejście jest zupełnie inne. W pierwszej kolejności skupiamy się na zapewnieniu izolacyjności, wynikającej z klasy energooszczędności, niezbędnej do zredukowania energii użytkowej potrzebnej do celów ogrzewania i wentylacji, a dopiero później, uwzględniając odpowiednie ilości energii, pochodzącej z czystych ekologicznie źródeł, dopasowujemy instalacje, by obniżyć wykorzystanie nieodnawialnej energii pierwotnej do poziomu spełniającego wymogi

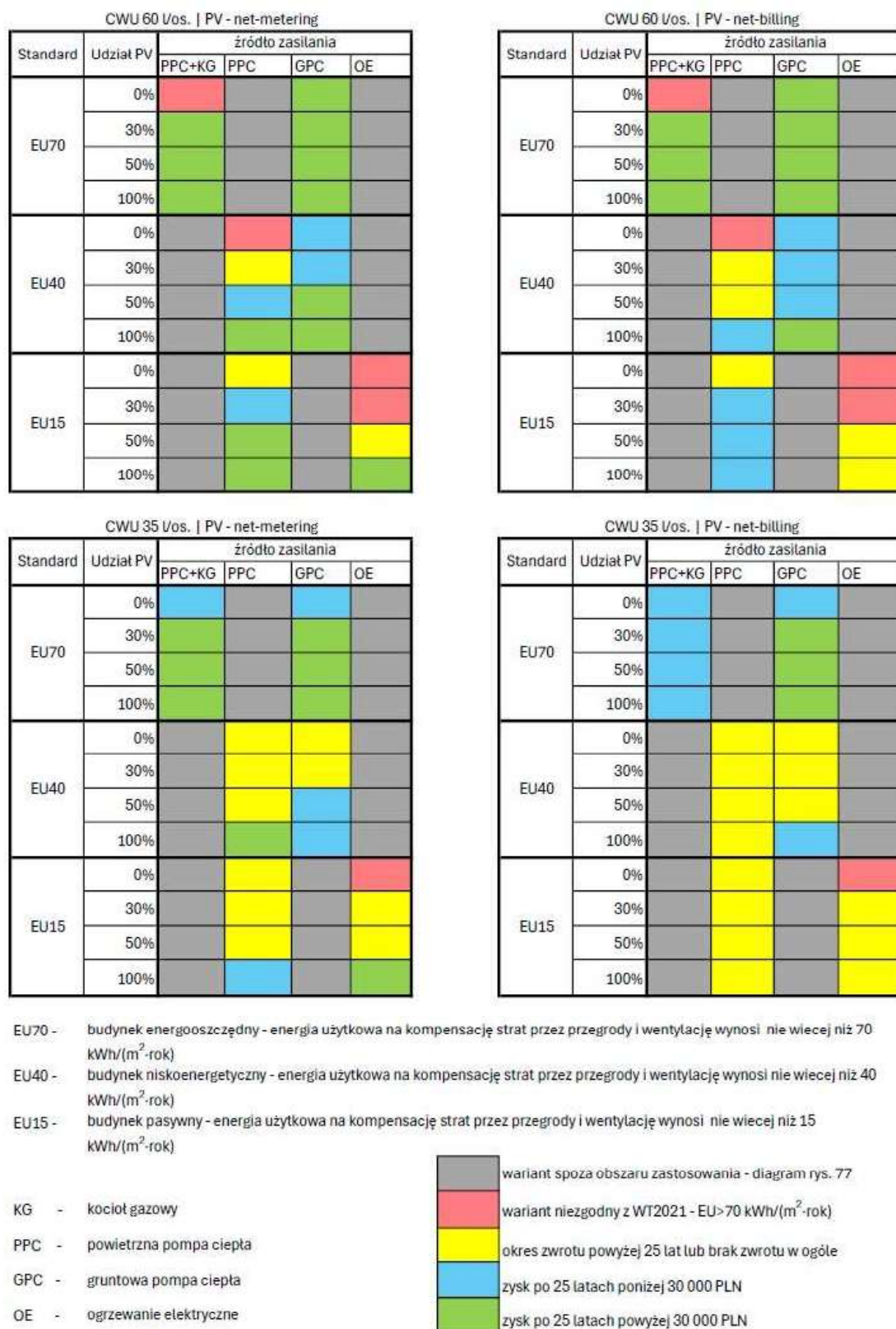
obowiązujących przepisów. W budownictwie niskoenergetycznym, dodatkowe koszty związane z montażem wentylacji mechanicznej oraz zwiększeniem grubości izolacji ścian zewnętrznych i dachu przełożą się na znaczne obniżenie zapotrzebowania na energię grzewczą, a co za tym idzie, na obniżenie rachunków za ogrzewanie, jednak niekoniecznie kalkulacja dodatkowych kosztów, w zestawieniu z tzw. „zyskiem przez oszczędność”, będzie na tyle korzystna, żeby dodatkowe nakłady inwestycyjne zwróciły się w racjonalnym okresie. Kolejnym elementem niezbędnym dla wygenerowania dodatkowych oszczędności jest zmiana źródła zasilania na bardziej energooszczędne i przy okazji przyjazne dla środowiska. Najbardziej optymalnym rozwiązaniem, w większości przypadków, będzie pompa ciepła z instalacją fotowoltaiczną. Należy jednak zastanowić się nad doбором rodzaju urządzenia, w zależności od zapotrzebowania budynku na energię użytkową. Może się bowiem okazać, że w budynku o bardzo niskim zapotrzebowaniu EU nie ma większego sensu ponosić dodatkowych kosztów związanych z montażem instalacji ogrzewania podłogowego dla pompy ciepła, a wystarczającym zabiegiem będzie ogrzewanie elektryczne z instalacją PV. W celu przygotowania symulacji kosztów kilku wariantów zasilania budynków o różnym zapotrzebowaniu energetycznym wybrano model budynku o powierzchni użytkowej wynoszącej 150 m², który zamieszkuje 5-osobowa rodzina. Budynkiem odniesienia dla analizy kosztów jest obiekt spełniający WT2021, zasilany gazem i energią elektryczną z sieci. Symulacja opiera się z kolei na trzech wariantach budynku:

- a) o zapotrzebowaniu na EU na poziomie 70 kWh/(m²·rok)
- b) o zapotrzebowaniu na EU wynoszącym 40 kWh/(m²·rok)
- c) budynek pasywny – EU równym 15 kWh/(m²·rok)

Dla każdego z wariantów budynku przygotowano symulację zużycia energii pierwotnej przy zastosowaniu różnych modeli zasilania. Określono, które warianty spełniają obecnie obowiązujące wytyczne techniczne dla nowych budynków, a następnie określono prosty okres zwrotu w odniesieniu do obiektu referencyjnego.

Szczegółowe wyliczenia wariantów energetycznych i ekonomicznych dla różnych typów budynków oraz wariantu bazowego, spełniającego WT2021 przedstawiono w Załączniku nr 1 – Analiza ekonomiczna. Przygotowano również diagramy szybkiego wyboru, uwzględniające wszystkie przeanalizowane warianty (rys. 82.)

Diagram obszarów efektywności ekonomicznej wariantów zasilania



Rys. 82. Diagramy obszarów efektywności ekonomicznej dla różnych wariantów zasilania budynków energooszczędnych

Obiekt bazowy

Dla spełnienia Wytycznych Technicznych obowiązujących obecnie dla budynków jednorodzinnych potrzebne jest skonstruowanie układu zasilania zapewniającego wykorzystanie energii pierwotnej na poziomie nie przekraczającym $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Założono, że budynek referencyjny będzie zasilany tylko paliwami konwencjonalnymi, bez wykorzystania dodatkowych systemów zasilanych przez OZE na miejscu, w obiekcie. Wybrano więc wariant zasilania budynku bazujący na instalacji grzewczej z kotłem gazowym kondensacyjnym, przyjmując całościowy wskaźnik efektywności, zarówno dla CO jak i CWU, na poziomie 0,9. Jako źródło zasilania instalacji elektrycznej przyjęto zaś prąd sieciowy. Wskaźniki nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla gazu i prądu sieciowego wynoszą odpowiednio 1,1 i 2,5. Aby osiągnąć odpowiedni poziom wskaźnika EP dla obiektu odniesienia w pierwszej kolejności przeanalizowano zużycie ciepłej wody użytkowej. Standardowo projektanci ciągle przyjmują dobowe zużycie ciepłej wody, o temperaturze 50°C , na poziomie 60 l/os. Dla zaspokojenia rocznego zapotrzebowania na CWU dla 5-osobowej rodziny wymagane jest w takiej sytuacji zabezpieczenie EU w ilości 5 110 kWh. W przeliczeniu na budynek o powierzchni 150 m^2 daje to $34,1 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Jeżeli weźmiemy pod uwagę założoną efektywność wytwarzania oraz współczynnik nakładu energii pierwotnej dla przygotowania tylko ciepłej wody użytkowej wykorzystanie energii pierwotnej wyniesie 6 246 kWh/rok, co daje wskaźnik EP równy $41,6 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Pozostała ilość energii pierwotnej, możliwa do wykorzystania na potrzeby ogrzewania budynku to zaledwie $28,4 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Przy założeniu sprawności systemu na poziomie 0,9 oraz źródle gazowym, do dyspozycji zostaje $\text{EU}=23,2 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Przy tak niskim wskaźniku energii użytkowej na potrzeby ogrzewania koniecznym staje się zastosowanie wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła. Wchodzimy bowiem w zakres budynków niskoenergetycznych, prawie pasywnych. Wobec tego za pierwszy wariant budynku odniesienia przyjęto obiekt o zapotrzebowaniu EU na potrzeby grzewcze na poziomie $23,2 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$, wyposażony w wentylację mechaniczną z rekuperacją, zasilany prądem sieciowym oraz w instalację CO i CWU z kotłem gazowym kondensacyjnym.

Rozwiązania energooszczędne coraz częściej dotyczą wykorzystania wszystkich mediów w budynku. W zestawieniach audytów energetycznych pojawiają się więc skorygowane wartości dotyczące wykorzystania ciepłej wody użytkowej. Jest to dość ciekawe zjawisko, bo jeśli świadomie korzystamy z mediów bilans obiektu zmienia się i to znacząco.

Jeżeli przyjmiemy wykorzystanie CWU na poziomie 35 l/os. na dobę i dodatkowo obniżymy temperaturę wody z 50°C do 45°C, ilość energii użytkowej potrzebnej do przygotowania ciepłej wody użytkowej zmniejszy się z 5 110 kWh/(m²·rok) do poziomu 2 600 kWh/(m²·rok). W tym przypadku energia pierwotna na CWU wyniesie 3 178 kWh/rok, co daje wskaźnik EP=21,2 kWh/(m²·rok). W takiej sytuacji, do dyspozycji na potrzeby grzewcze, zostaje EP=48,8 kWh/(m²·rok), co daje wskaźnik EU=39,9 kWh/(m²·rok). W tej sytuacji mamy już do czynienia nie z budynkiem prawie pasywnym, a z górną granicą dla budownictwa niskoenergetycznego. Wobec tego jako drugi wariant dla obiektu odniesienia przyjęto budynek niskoenergetyczny, wyposażony również w instalację wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła, zasilany gazem i prądem sieciowym. Przedstawiony na rysunku 80 diagram obszarów efektywności ekonomicznej przedstawia zasadność zastosowania poszczególnych wariantów zasilania budynków energooszczędnych w odniesieniu do budynku bazowego, z uwzględnieniem rozliczenia prosumenckiego (net-billing czy net-metering).

Warianty badawcze

Analiza przewiduje symulację budowy i eksploatacji budynków jednorodzinnych, o różnych klasach energooszczędności, zasilonych instalacjami wykorzystującymi odnawialne źródła energii. Przyjęto trzy klasy obiektów z różnymi konfiguracjami systemu zasilania:

1) Budynek energooszczędny EU=70 kWh/(m²·rok) – (EU70)

Przewidziano dwie opcje zasilania układu grzewczego, które dodatkowo podzielono na warianty. W pierwszym przypadku przyjęto model zasilania budynku za pomocą instalacji z powietrzną pompą ciepła i kotłem gazowym w roli źródła szczytowego. Założono udział kotła w ogrzewaniu i produkcji ciepłej wody użytkowej na poziomie 10%. Przyjęto cztery warianty takiego rozwiązania i oznaczono je jako Ia, Ib, Ic i Id. Wariant Ia to pompa ciepła w całości zasilana za pomocą energii elektrycznej pochodzącej z sieci elektroenergetycznej, w wariantcie Ib założono 30% energii elektrycznej wykorzystywanej przez PPC pochodzącej z instalacji fotowoltaicznej, w wariantcie Ic udział energii elektrycznej z PV to 50%, a w wariantcie Id 100%. Efektywność sezonową pracy powietrznej pompy ciepła na potrzeby CO przyjęto na poziomie 4,0, a dla przygotowania CWU – 2,5. Druga opcja przewidziana dla tego standardu budynku to zasilanie za pomocą gruntowej pompy ciepła. W tym przypadku również uwzględniono cztery warianty zasilania – IIa przy zasilaniu pompy ciepła prądem sieciowym, IIb – 30% energii elektrycznej z instalacji PV, IIc – 50% energii z PV oraz

IIId – 100% energii z PV. Dla wszystkich wariantów z GPC przyjęto efektywność produkcji energii na potrzeby CO na poziomie 6,0 oraz dla przygotowania CWU 3,5.

2) Budynek niskoenergetyczny $EU=40 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$ – (EU40)

W przypadku budynku niskoenergetycznego przewidziano zastosowanie rekuperacji oraz dwie opcje zasilania. Pierwszy rozpatrywany przypadek to instalacja zasilana powietrzną pompą ciepła ze wspomaganie grzałką elektryczną. Przewidziano udział grzałki w produkcji energii na potrzeby CO i CWU wynoszący 10%, pozostałe 90% zapotrzebowania na energię zaspokaja układ chłodniczy pompy ciepła. Warianty od IIIa do IIIId to odpowiednio udział fotowoltaiki, jak poprzednio: 0%, 30%, 50% i 100%. Drugi model zasilania budynku oparty jest na gruntowej pompie ciepła, jako jedynym źródle zasilania, przy czym warianty dostarczenia energii elektrycznej (IVa do IVd) ustalono jak w poprzednich przypadkach. Efektywność powietrznej i gruntowej pompy ciepła jak w przypadku budynku EU70.

3) Budynek pasywny $EU=15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$

Dla domu pasywnego przewidziano również dwie opcje zasilania, każdą w czterech wariantach, zależnie od udziału fotowoltaiki. W pierwszym przypadku mamy do czynienia z pompą ciepła typu powietrze/powietrze, czyli z klasyczną instalacją multi split. Warianty Va do Vd przyjmują udział fotowoltaiki na takim samym poziomie jak w poprzednich modelach. Ostatnim rozpatrywanym przypadkiem jest instalacja zasilania domu pasywnego za pomocą ogrzewania elektrycznego. W tym przypadku również przewidziano cztery warianty od VIa do VIId, uwzględniające wykorzystanie energii elektrycznej z PV jak wyżej. W przypadku ogrzewania elektrycznego przyjęto współczynnik efektywności wynoszący 1,0.

Dodatkowym założeniem, które poczyniono, jest zróżnicowanie kosztów energii z instalacji PV. W pierwszym przypadku założono zerowy koszt energii elektrycznej pochodzącej z instalacji fotowoltaicznej. W obecnej perspektywie, jeszcze przez kolejnych 10 lat, prosumenci posiadający instalację fotowoltaiczną rozliczaną na zasadach net-meteringu mogą bilansować się bezkosztowo. Wystarczy jedynie tak dopasować instalację fotowoltaiczną aby była w stanie zaspokoić zapotrzebowanie pompy ciepła. Kolejnym, naturalnym krokiem prowadzenia analizy ekonomicznej będzie oszacowanie kosztów energii elektrycznej przy rozliczeniu net-billingowym. Jest to kwestia dość skomplikowana, gdyż zależy od wielu czynników, w tym od profilu zużycia energii, aktualnych cen na rynku energii, pojemności ewentualnego magazynu energii, sposobu wysterowania pracy pompy ciepła, czy wielkości instalacji fotowoltaicznej. Dla potrzeb uproszczonej analizy ekonomicznej koniecznym było

oszacowanie średniego kosztu rozliczenia energii z PV z siecią elektroenergetyczną. Przyjęto, że koszt energii elektrycznej sieciowej wynosi 1,16 PLN/kWh oraz założono, że cena sprzedaży energii z PV do sieci jest trzykrotnie niższa. Ponadto oszacowano, że 30% energii produkowanej przez instalację fotowoltaiczną zostanie zużyte na miejscu. Przy takich założeniach, cena bilansowa energii elektrycznej sieciowej wyniosła 0,54 PLN/kWh.

W konsekwencji uzyskano trójwymiarowe macierze wariantów składające się z 24 opcji każda, trzy klasy energooszczędności budynków, każdy z dwoma modelami zasilania instalacji CO i CWU, z których każdy posiada cztery warianty udziału fotowoltaiki w bilansie zasilania urządzeń grzewczych. Wszystkie warianty zostały odniesione do obiektu referencyjnego, spełniającego aktualne wymogi prawne, dotyczące wykorzystania energii pierwotnej, zasilonego za pomocą źródeł kopalnych, który został przedstawiony również wariantowo – przy standardowym dobowym zużyciu ciepłej wody na poziomie 60 l/os. oraz z zapotrzebowaniem zredukowanym do 35 l/os. W konsekwencji mamy dwa budynki bazowe o zróżnicowanym zapotrzebowaniu na energię do celów ogrzewania i wentylacji, dopasowanych do aktualnych przepisów. Obniżono także temperaturę CWU do 50°C (model ze zużyciem 60 l/os./dobę) oraz 45°C (przy 35 l/os./dobe), co pozwoliło na dalsze oszczędności w energii potrzebnej do podgrzewu ciepłej wody użytkowej.

Z przeprowadzonej analizy jasno wynika, że przy obecnych uwarunkowaniach prawnych oraz kosztach energii sieciowej, nieopłacalnym staje się budowanie domu zasilanego wyłącznie za pomocą konwencjonalnych źródeł energii. Koszt budowy obiektu referencyjnego, który spełni WT2021, przy zasilaniu gazem ziemnym i prądem z sieci elektroenergetycznej, jest porównywalny z kosztem budynku niskoenergetycznego. Przy takim modelu zasilania dochodzą też koszty energii, która w kolejnych latach będzie drożała. Tańszym rozwiązaniem jest budowa domu w wariantcie energooszczędnym (EU70) i zasilenie go odnawialnymi źródłami energii. Aby spełnić wymogi WT2021 wystarczy taki budynek, dla 5-osobowej rodziny, zasilić pompą ciepła z kotłem gazowym jako źródłem szczytowym i zapewnić 30% energii elektrycznej dla pompy ciepła z instalacji PV. Sumaryczny koszt budowy domu i zakupu systemu zasilania wykorzystującego OZE będzie niższy niż budowa budynku odniesienia i zasilenie go konwencjonalnymi źródłami energii, przez co okres zwrotu w ogóle nie występuje, a jedynie możemy przeanalizować potencjalny zysk wynikający z oszczędności w analizowanym okresie – w tym konkretnym przypadku 25 lat.

Analiza ekonomiczna (Załącznik 1.) wykazała, że budynek o zapotrzebowaniu na energię użytkową na poziomie $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$, zasilony powietrzną pompą ciepła z kotłem gazowym w charakterze źródła szczytowego, spełnia wymogi Wytocznych Technicznych już przy zasileniu pompy ciepła w 30% z instalacji PV, a przy zmniejszonym zapotrzebowaniu na ciepłą wodę użytkową nawet bez instalacji fotowoltaicznej możliwe jest osiągnięcie $EP < 70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$.

Dla wariantu z większym zużyciem CWU dodatkowe nakłady inwestycyjne dla domu niskoenergetycznego (EU40), zasilanego powietrzną pompą ciepła, zwracają się w okresie niespełna 9 lat, przy założeniu, że połowa energii elektrycznej pochodzi z instalacji PV, a dla wariantów z gruntową pompą ciepła okres zwrotu jest krótszy niż 16 lat nawet przy zasilaniu pompy ciepła tylko prądem sieciowym. Z kolei dla budynku pasywnego zasilanego powietrzną pompą ciepła (klimatyzatorami typu split) już przy 30% udziale energii elektrycznej z instalacji PV okres zwrotu dodatkowych nakładów inwestycyjnych nieznacznie przekracza 13 lat. W wariancie z ogrzewaniem elektrycznym konieczne jest zapewnienie prawie 50% energii elektrycznej z własnej instalacji PV, żeby spełnić wymogi WT2021, ale poza dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi trzeba doliczyć jeszcze wyższe rachunki za energię, więc inwestycja nigdy się nie zwróci. Jest to spowodowane między innymi tym, że koszt energii elektrycznej jest obecnie ponad trzykrotnie wyższy niż koszt gazu ziemnego.

W przypadku wariantu z mniejszym zużyciem ciepłej wody użytkowej sytuacja wygląda nieco inaczej. Wprawdzie wariant budynku energooszczędnego EU70, przy zasileniu PC prądem sieciowym, spełnia WT2021, ale koszt budowy i wyposażenia jest niewiele niższy niż w przypadku obiektu referencyjnego, zaś różnice w cenie prądu sieciowego i gazu są na tyle istotne, że rachunki w obiekcie referencyjnym są niższe niż w budynku z pompą ciepła. Jednak zakładając 30% udział energii z fotowoltaiki w bilansie pompy ciepła, po 25 latach eksploatacji osiągamy tzw. zysk przez oszczędność na poziomie przekraczającym 30 000 PLN. W przypadku budynku EU70 zasilanego gruntową pompą ciepła, nawet wariant z zasilaniem w 100% z sieci elektroenergetycznej daje zysk po 25 latach wynoszący prawie 25 000 PLN. Przy udziale fotowoltaiki, w bilansie energetycznym pompy ciepła, na poziomie 50 %, okres zwrotu inwestycji wynosi niecałe dwa lata, a zysk przez oszczędność po 25 latach rośnie do prawie 55 000 PLN. Dla budynku niskoenergetycznego okres ten wydłuża się do ponad 16 lat w przypadku powietrznej pompy ciepła w całości zasilanej z fotowoltaiki. Dla jednostki gruntowej okres zwrotu wynosi z kolei ponad 17 lat. W przypadku budynku pasywnego, zasilanego pompą ciepła, okres zwrotu wydłuża się jeszcze bardziej i przekracza 20 lata dla

wszystkich badanych wariantów. Jedynym korzystnym wariantem dla domu pasywnego z ogrzewaniem elektrycznym jest opcja ze 100% pokryciem zapotrzebowania na energię elektryczną z instalacji fotowoltaicznej. W tym wypadku okres zwrotu wynosi nieco poniżej 17 lat, a zysk po 25 latach wynosi prawie 32 000 PLN.

Szczegółowe dane dotyczące poszczególnych wariantów zostały zawarte w Załączniku 1 – Analiza ekonomiczna. Bilans ekonomiczny został sporządzony na podstawie różnicy cen budowy i wyposażenia obiektów referencyjnych i wariantów energooszczędnych zasilanych OZE oraz różnic w rocznych kosztach energii. Na podstawie analizy różnic w kosztach określono prosty okres zwrotu w latach oraz szacunkowy zysk przez oszczędność po 25 latach eksploatacji. Warianty badawcze, które nie spełniają WT2021 zostały oznaczone kolorem różowym. Na żółto oznaczono warianty nieopłacalne pod względem ekonomicznym, zarówno te, które nie zwrócą się nigdy, jak i te, dla których okres zwrotu przekracza 25 lat. Warianty oznaczone kolorem niebieskim to te opcje, dla których zysk po 25 latach jest niewielki, zaś na zielono oznaczono warianty dla których zysk przez oszczędność po 25 latach wyniesie co najmniej 30 000 PLN. Odwzorowanie graficzne na diagramach obszarów efektywności ekonomicznej (rys. 82) pokrywa się z oznaczeniami wariantów w Załączniku 1.

Ocena ekologiczna rozpatrywanych rozwiązań

W ramach oceny efektu ekologicznego, zaproponowanych rozwiązań, oceniono stopień redukcji emisji podstawowych zanieczyszczeń powietrza. Kluczowym aspektem decydującym o zasadności zastąpienia paliw kopalnych przez odnawialne źródła energii jest oczywiście jak największa redukcja emisji gazów cieplarnianych, jednak nie bez znaczenia pozostaje także potrzeba redukcji emisji takich zanieczyszczeń jak tlenki siarki, tlenki azotu, czy pyły respirabilne.

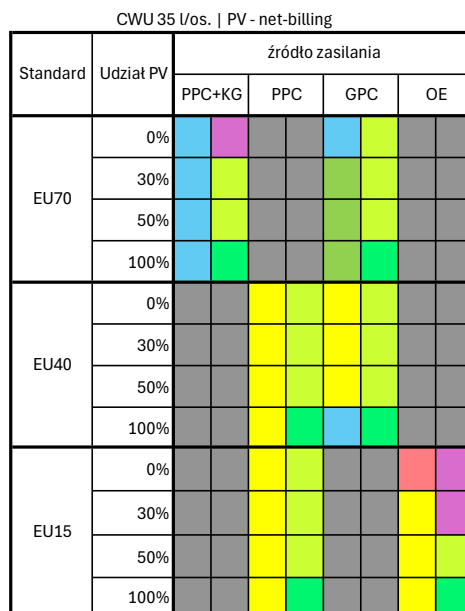
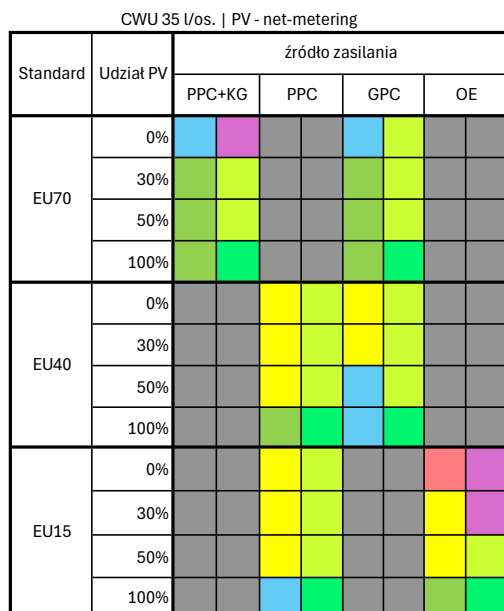
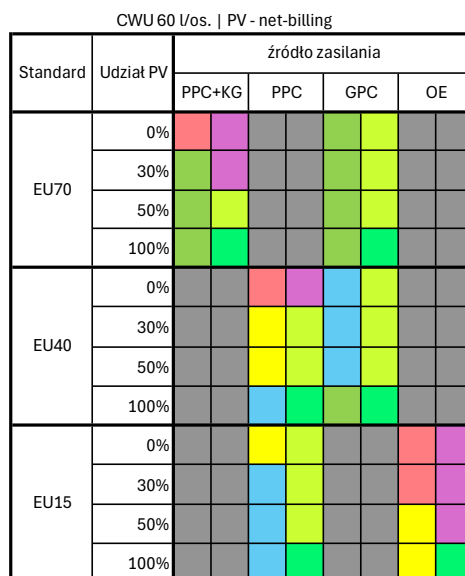
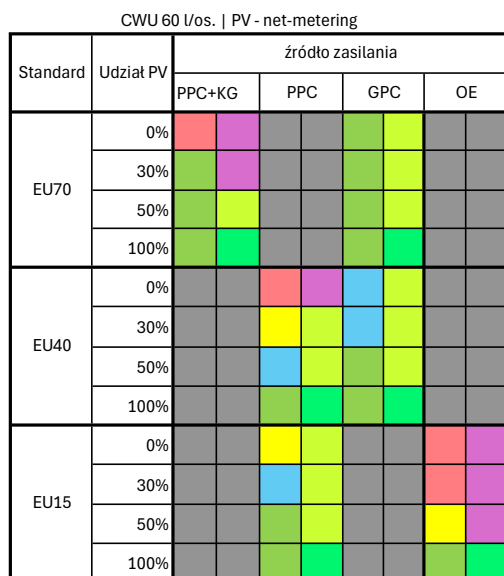
Na podstawie danych, dotyczących emisji CO₂, CO, SO₂ NO_x oraz pyłów, w polskiej elektroenergetyce oraz informacji dotyczących emisji ze spalania gazu ziemnego w domowych kotłach kondensacyjnych, pochodzących z raportów KOBiZE z 2023 [121] i 2025 [122] roku przeprowadzono symulację potencjalnej redukcji w/w substancji dla wariantów zasilania budynków energooszczędnych w stosunku do obiektów referencyjnych. Wykorzystano macierze wariantów oraz opcje obiektów referencyjnych przygotowane do celów analizy ekonomicznej. W celu szerszego spojrzenia na zagadnienie związane z energooszczędnością i wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii zestawiono wyniki analizy ekologicznej z efektami ekonomicznymi. Diagramy obszarów efektywności dla analizowanych wariantów

zasilania przedstawiono na rysunku 83. Dane szczegółowe analizy ekologicznej zostały przedstawione w Załączniku nr 2 – Analiza ekologiczna.

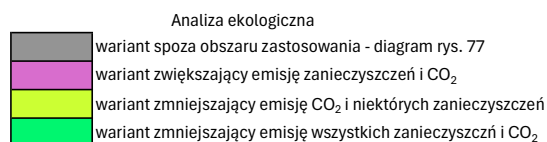
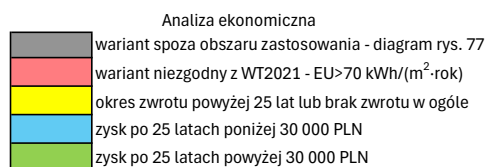
Pierwszym nasuwającym się stwierdzeniem jest wniosek, iż przy obecnym miksie energetycznym w Polsce, elektryfikacja ogrzewania, nie spełnia podstawowego celu, polegającego na redukcji zanieczyszczeń. Przy zastąpieniu kotła gazowego pompą ciepła zasilaną prądem sieciowym możemy liczyć na redukcję emisji dwutlenku węgla, jednak redukcja emisji pyłów i tlenków siarki następuje tylko w przypadku wariantu z zasilaniem pompy ciepła energią pochodzącą w 100% z instalacji PV. Z drugiej strony, emisja SO₂ i pyłów w przeliczeniu na 1 kWh energii elektrycznej wytwarzanej w polskim elektrosystemie jest na tyle niska, że dla najbardziej niekorzystnego wariantu emisja dwutlenku siarki, w analizowanym okresie 25 lat, nie przekroczy 40 kg dla pojedynczego budynku, a emisja pyłów wyniesie w tym okresie niewiele ponad 1 kg. Zważywszy jednak na tendencje, mające na celu wyeliminowanie gazu ziemnego jako źródła energii grzewczej w budownictwie, w skali ogólnopolskiej nawet tak niewielkie emisje jednostkowe zaczynają stanowić dość istotny problem. Na diagramie efektywności ekonomiczno-ekologicznej warianty akceptowalne, czyli takie, które prowadzą do redukcji CO₂, CO i NO_x zaznaczono kolorem limonkowym, z kolei warianty, podnoszące emisję zarówno dwutlenku węgla, jak i pozostałych substancji powodujących zanieczyszczenie powietrza, zaznaczono na diagramie kolorem fioletowym. Kolor ciemnoniebieski oznacza te warianty, które prowadzą do redukcji wszystkich zanieczyszczeń i są to jedynie opcje zasilania pompy ciepła w całości za pomocą prądu pochodzącego z instalacji PV. Porównanie z efektami analizy ekonomicznej wykazało, że przy wysokim zużyciu ciepłej wody użytkowej niektóre warianty spełniające wytyczne techniczne na 2021 rok niekoniecznie stanowią ekologicznie uzasadniony zamiennik dla budynku referencyjnego z kotłem gazowym.

Z racji tego, że efekt zastosowanych zmian należy rozpatrywać wieloaspektowo, jest to zagadnienie stosunkowo delikatne. Tylko pełna analiza energetyczno-ekonomiczno-ekologiczna daje prawdziwy obraz zasadności zastosowania poszczególnych rozwiązań. W dobie kryzysu klimatycznego aspekt ekonomiczny, w ujęciu globalnym, zaczyna schodzić na drugi plan. Tam gdzie ekonomia nie nadąża za ekologią pojawia się dylemat na poziomie lokalnym, dlatego wszystkie systemy wsparcia powinny być tak dostosowane, aby zniwelować nadwyżkę nakładów inwestycyjnych, na rozwiązania proekologiczne, w stosunku do ekonomicznie uzasadnionych przedsięwzięć zgodnych z przepisami, ale z ekologicznego punktu widzenia mało efektywnych.

Diagram obszarów efektywności ekonomicznej i ekologicznej wariantów zasilania



- EU70 - budynek energooszczędny - energia użytkowa na kompensację strat przez przegrody i wentylację wynosi nie więcej niż 70 kWh/(m²·rok)
- EU40 - budynek niskoenergetyczny - energia użytkowa na kompensację strat przez przegrody i wentylację wynosi nie więcej niż 40 kWh/(m²·rok)
- EU15 - budynek pasywny - energia użytkowa na kompensację strat przez przegrody i wentylację wynosi nie więcej niż 15 kWh/(m²·rok)
- KG - kocioł gazowy
- PPC - powietrzna pompa ciepła
- GPC - gruntowa pompa ciepła
- OE - ogrzewanie elektryczne



Rys. 83. Diagramy porównawcze obszarów efektywności ekonomicznej i ekologicznej wariantów badawczych

7.6. Interpretacja przeprowadzonych analiz

Analiza porównawcza pracy powietrznej i gruntowej pompy ciepła, w tych samych warunkach, wykazała wiele różnic w specyfice działania obydwu urządzeń. Niemniej jednak, okazało się, że obecnie produkowane powietrzne pompy ciepła wcale nie pracują gorzej niż starszego typu jednostki gruntowe. Przy obecnie występujących, na terenie naszego kraju, warunkach atmosferycznych powietrzna pompa ciepła jest w stanie zaspokoić zapotrzebowanie budynku przez ponad 95% okresu grzewczego. Przy budynkach o zwiększonej izolacji termicznej właściwie nie istnieje problem źródła szczytowego, wystarczającym źródłem wspomagającym pompę ciepła będzie grzałka elektryczna.

Praca powietrznej pompy ciepła jest mocno skorelowana z warunkami atmosferycznymi. Przy niskich temperaturach zewnętrznych spada efektywność pracy układu chłodniczego i zwiększa się liczba cykli odszraniania, przez co znacząco zwiększa się pobór energii elektrycznej. Przy długotrwałym utrzymywaniu się niskich temperatur PPC zasilana energią elektryczną z sieci staje się źródłem nieefektywnym zarówno pod względem ekonomicznym, jak i ekologicznym. Przy obecnych cenach energii pompa ciepła zasilana prądem sieciowym jest opłacalnym ekonomicznie źródłem energii dopiero przy COP przekraczającym wartość 3,0. Ponadto w polskim miksie energetycznym nadal dominują źródła węglowe, co sprawia, że współczynnik wykorzystanie nieodnawialnej energii pierwotnej dla prądu sieciowego jest wysoki. Zbyt niska efektywność pompy ciepła będzie się przekładała na ujemny efekt ekologiczny względem np. gazu ziemnego.

Kolejnym problemem przy eksploatacji powietrznej pompy ciepła są zbyt długie postoje w gotowości do pracy. Skutkują one poborem energii na podgrzew karteru sprężarki, co obniża efektywność pracy urządzenia. Niewłaściwy dobór mocy pompy ciepła do potrzeb budynku będzie skutkował zwiększonym poborem energii elektrycznej zarówno przy niedowymiarowaniu, jak i przy przewymiarowaniu źródła ciepła. Ustalono również, że współpraca powietrznej pompy ciepła z kolektorami słonecznymi, przy produkcji CWU w okresach poza sezonem grzewczym, zmniejsza efektywność pracy PPC, właśnie ze względu na długie przestoje.

Przeprowadzone analizy wykazały, że przy obecnym stanie prawnym budowa obiektów zasilanych tylko konwencjonalnymi źródłami energii jest nieefektywna, zwłaszcza pod względem ekonomicznym. Zastosowanie odnawialnych źródeł energii pozwala na wzniesienie obiektu o mniej rygorystycznych parametrach energetycznych przy jednoczesnym

zmniejszeniu rachunków za energię. Budynek zasilany pompą ciepła i posiadający instalację fotowoltaiczną do jej częściowego zasilania już na wstępie będzie tańszy w budowie niż obiekt zasilany paliwami kopalnymi (warianty Ib-Id oraz IIb-IIId – patrz Załącznik 1 – Analiza ekonomiczna), a jego eksploatacja wcale nie musi generować wyższych kosztów.

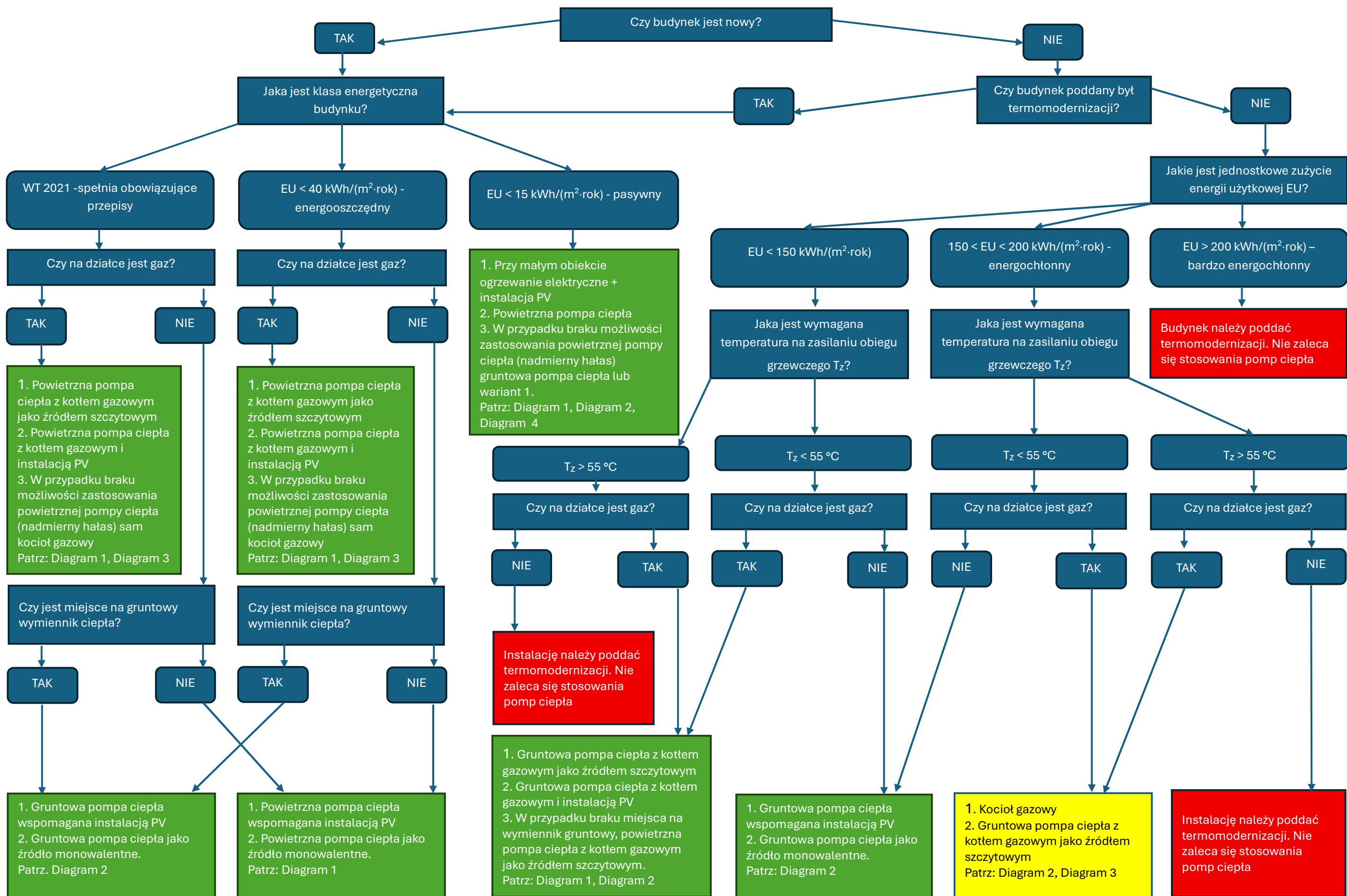
Istotnym aspektem użytkowania budynku zasilanego pompą ciepła, jest umiejętne gospodarowanie energią. Bardzo duże znaczenie dla zużycia energii, a tym samym kosztów utrzymania budynku, będą miały nawyki mieszkańców. Dla budynku referencyjnego – czyli takiego, który ma spełnić wymogi obowiązujących przepisów i jednocześnie może być w pełni zasilony za pomocą tylko kopalnych źródeł energii, zakładana liczba mieszkańców oraz ich nawyki będą miały ogromne znaczenie. Do bilansu energetycznego budynku poza energią na ogrzewanie wlicza się także energia zużywana na przygotowanie ciepłej wody użytkowej. Dzięki zabiegom polegającym na oszczędności w zużyciu ciepłej wody nie tylko można realnie zmniejszyć rachunki za energię ale także pozwolić sobie na większą swobodę w projektowaniu docieplenia budynku. Mniejszy udział energii na CWU w bilansie jest równoznaczny z większą rezerwą, która może być przeznaczona na potrzeby ogrzewania pomieszczeń. Przy konwencjonalnych paliwach, o wysokim współczynniku wykorzystania nieodnawialnej energii pierwotnej ma to ogromne znaczenie.

Wprowadzenie odnawialnych źródeł energii jako źródła zasilania budynku całkowicie przesuwą środek ciężkości w pracy projektanta, który nie musi się już zastanawiać czy budynek jest wystarczająco dobrze docieplony, żeby przy zasileniu konwencjonalnymi źródłami energii spełniał Wytyczne Techniczne. Przy wprowadzeniu OZE nacisk zostaje położony na model zasilania budynku spełniającego Wytyczne Techniczne w zakresie przenikalności przegród tak, aby wskaźnik wykorzystania nieodnawialnej energii pierwotnej nie został przekroczony.

8. Wytyczne dla projektantów instalacji sanitarnych dla budownictwa energooszczędnego

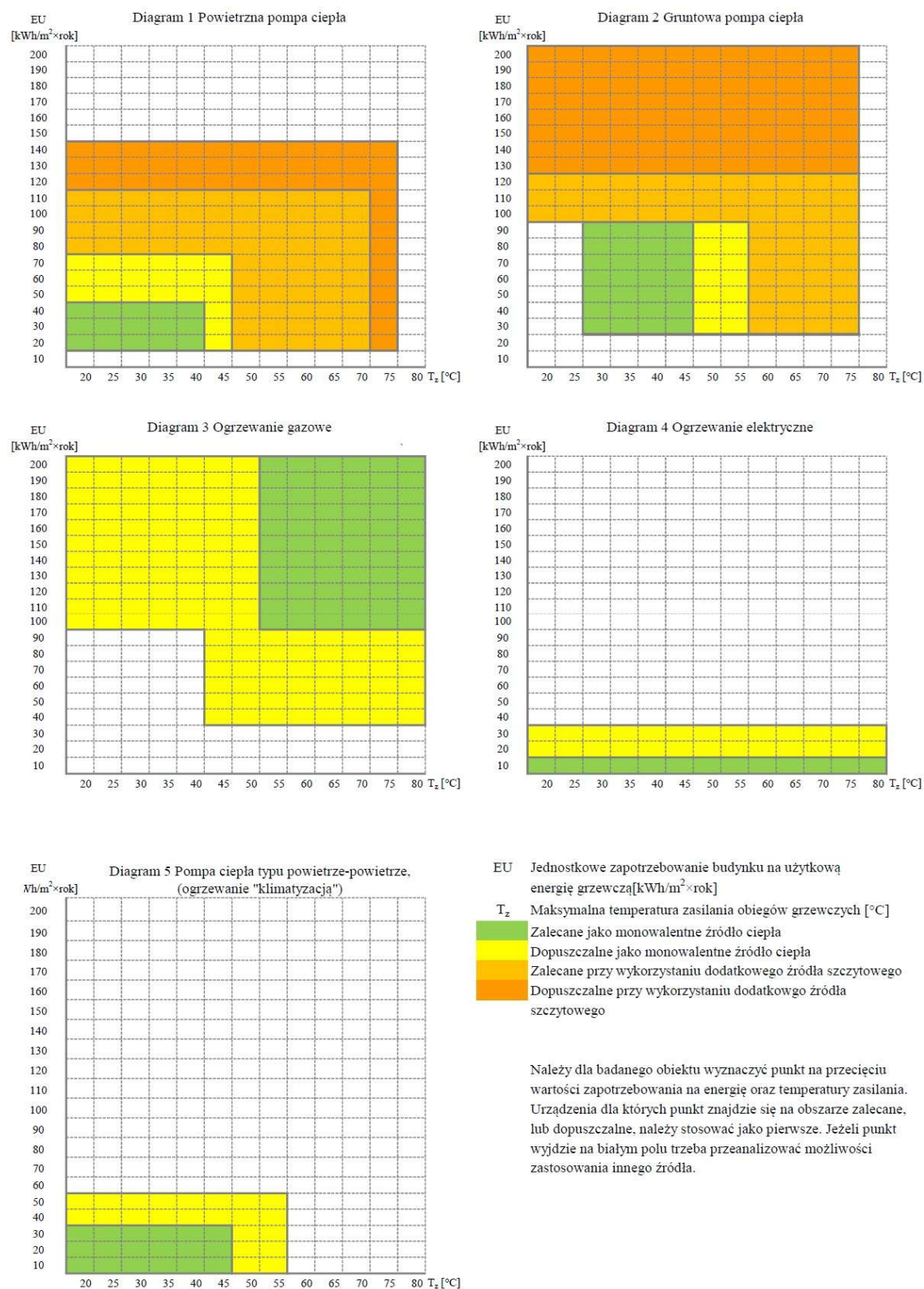
W wyniku przeprowadzonych badań, analiz i symulacji powstał algorytm doboru źródła ciepła, w zależności od zapotrzebowania budynku na energię użytkową oraz rodzaju i parametrów pracy układu grzewczego budynku. Opracowanie podzielono na dwie kategorie. Pierwszą z nich stanowią budynki nowoprojektowane, które po wyposażeniu w układ grzewczy muszą spełniać wymogi rozporządzenia (WT2021). Dla budynków jednorodzinnych maksymalne jednostkowe zużycie nieodnawialnej energii pierwotnej, na ogrzewanie, wentylację i przygotowanie ciepłej wody użytkowej, nie może przekraczać $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$, a dla budynków użyteczności publicznej granica ta wynosi $45 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Drugą kategorię stanowią budynki istniejące, które nawet po modernizacji termicznej nie muszą spełniać wymogów rozporządzenia w kwestii zużywanej energii, zaś wskaźniki przenikalności przegród zewnętrznych takich obiektów muszą zostać spełnione jedynie dla przegród poddanych termomodernizacji.

Przeprowadzone badania i symulacje pozwoliły na wyciągnięcie szeregu wniosków dotyczących ścieżki doboru instalacji zasilania budynku w zależności od jego klasy energooszczędności. Przygotowanie algorytmu doborowego wymagało przeanalizowania różnych wariantów. Dla budynków nowych oraz po termomodernizacji uwzględniono jedną ścieżkę doborową, zależną od klasy energooszczędności, a dla budynków istniejących, nie modernizowanych termicznie rozpatrzono oddzielne warianty, również zależne od jednostkowego zapotrzebowania na energię użytkową. Algorytm doborowy przedstawiono na rysunku 84. Każdy z wariantów budynku, zależnie od zapotrzebowania na energię użytkową oraz wysokości temperatury zasilania obiegów grzewczych, będzie wymagał nieco innego podejścia projektowego w zakresie doboru instalacji zasilania. W toku analizowania danych pomiarowych i symulacyjnych wyodrębniono zakresy dla których zastosowanie konkretnych rozwiązań będzie zasadne. Na tej podstawie powstały diagramy obszarów zastosowania źródeł zasilania systemu grzewczego, które przedstawia rys. 85. Każdy z diagramów odnosi się do elementów zawartych w algorytmie postępowania. Dla każdego z wariantów zasilania określono przedziały w których wariant jest zalecany, oraz dopuszczalny. Zdefiniowano pięć rodzajów źródła podstawowego: pompa ciepła powietrze-woda, pompa ciepła solanka-woda, ogrzewanie gazowe, ogrzewanie elektryczne oraz pompa ciepła powietrze-powietrze (klasyczny klimatyzator z funkcją grzania).



Rys. 84. Algorytm doboru układu zasilania budynku

Diagram obszarów zastosowania źródeł zasilania systemu grzewczego



Rys. 85. Diagramy obszarów zastosowania dla różnych źródeł zasilania systemu grzewczego.

W zależności od wartości jednostkowego zapotrzebowania budynku, na energię użytkową dla potrzeb grzewczych, zastosowanie danego źródła zasilania jest opłacalne energetycznie lub nie. Diagramy pokazują zakresy rekomendowane dla danego urządzenia jako jedyne źródła zasilania (obszar zielony) oraz zakresy dopuszczalne (kolor żółty). Obszary zaznaczone na jasnopomarańczowo to zakresy rekomendowane dla danego źródła w układach biwalentnych, zaś ciemnopomarańczowym kolorem oznaczono te obszary, przy których użycie źródła wraz z dodatkowym źródłem szczytowym jest dopuszczalne. Pompy ciepła to źródło zasilania, którego zastosowanie jest uzależnione nie tylko od zapotrzebowania jednostkowego budynku na energię użytkową ale także, a może przede wszystkim od temperatury zasilania układu grzewczego. Zakres temperatur, przy których pompa ciepła jest w stanie pracować jako samodzielne źródło energii to $< 55^{\circ}\text{C}$ dla jednostek powietrznych oraz $< 65^{\circ}\text{C}$ dla jednostek gruntowych. Im bardziej jednak zbliżamy się do wartości granicznych, tym mniej efektywna staje się praca urządzeń. Najefektywniej pompy ciepła pracują w zakresach temperatur odpowiadających parametrom zasilania obiegów ogrzewania podłogowego, czyli przy temperaturze zasilania nie przekraczającej 40°C . Doskonale widać to na diagramach dotyczących zasilania budynków za pomocą pomp ciepła. Powietrzna pompa ciepła jest zalecana jako jedyne źródło zasilania przy temperaturze obiegu grzewczego nie przekraczającej 40°C , zaś gruntowa pompa ciepła jest rekomendowana dla obiegów grzewczych, w których temperatura zasilania nie przekracza 45°C . Z uwagi na specyfikę działania obu urządzeń, zakresy dopuszczalne, przy których pompa ciepła może być wykorzystywana jako jedyne źródło energii grzewczej w budynku, dla powietrznej pompy ciepła wynosi nie więcej niż 45°C , a dla jednostki grzewczej do 55°C . Większa rozbieżność, niż przy zakresie rekomendowanych temperatur pracy, wynika z odmiennych warunków eksploatacji powietrznych i gruntowych pomp ciepła. Rozpatrywana na diagramie temperatura zasilania obiegów grzewczych jest wartością maksymalną dla danego układu grzewczego, występującą przy zewnętrznych temperaturach projektowych, czyli minimalnej wartości dobowej zewnętrznej temperatury powietrza, dla danej strefie klimatycznej. Dla gruntowej pompy ciepła znaczenie ma praktycznie tylko temperatura zasilania obiegów grzewczych, która podnosi się stopniowo wraz ze spadkiem temperatur zewnętrznych. Temperatura dolnego źródła jest jednak stabilna i obniżenie temperatury powietrza zewnętrznego praktycznie nie ma wpływu na jej wartość. Jeżeli tylko moc urządzenia jest prawidłowo dobrana do zasilanego obiektu, temperatura zewnętrzna nie stanowi bariery dla zaspokojenia potrzeb energetycznych budynku. Stąd nieco wyższe akceptowalne wartości temperatur zasilania budynków. Inaczej sytuacja wygląda w przypadku powietrznej pompy ciepła, która pracuje na powietrzu atmosferycznym, które

pełni rolę dolnego źródła ciepła. W tym przypadku temperatura powietrza zewnętrznego ma kluczowe znaczenie dla parametrów pracy urządzenia. Im niższa temperatura zewnętrzna, tym wyższa wymagana temperatura zasilania obiegów grzewczych, co w efekcie w sposób bardziej dynamiczny, niż w przypadku jednostki gruntu, zwiększa różnicę temperatur między dolnym i górnym źródłem ciepła w układzie grzewczym. W takim przypadku, im niższa graniczna temperatura zasilania obiegu grzewczego, tym niższa delta temperatury pracy pompy ciepła, a co za tym idzie, mniejsze obciążenie sprężarki i bardziej efektywna praca urządzenia.

Dodatkowo istotnym aspektem, z punktu widzenia zastosowania pomp ciepła, jest jednostkowe zapotrzebowanie na energię użytkową rozpatrywanego obiektu. Dla budynków energooszczędnych, które charakteryzują się większą izolacyjnością przegród zewnętrznych i układem wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła, zmiana temperatur zewnętrznych ma znacznie mniejsze znaczenie, niż dla budynków słabo izolowanych, wyposażonych w system wentylacji grawitacyjnej. Wraz ze zwiększeniem izolacyjności przegród maleje zapotrzebowanie na moc grzewczą przy zewnętrznej temperaturze projektowej oraz obniża się wartość średniodobowej temperatury powietrza zewnętrznego, przy której wymagane jest załączenie układu grzewczego. Jest to spowodowane przede wszystkim większą bezwładnością cieplną budynku. System wentylacji mechanicznej z rekuperacją dodatkowo obniża zapotrzebowanie budynku na energię grzewczą. Wymiennik ciepła w centrali wentylacyjnej jest w stanie odzyskać do 90% energii z powietrza zużytego i wprowadzić ją z powrotem do pomieszczeń użytkowych wraz z powietrzem świeżym. Dzięki temu straty wentylacyjne ulegają znacznej redukcji, a temperatura zewnętrzna, przy której konieczne jest rozpoczęcie sezonu grzewczego spada jeszcze bardziej. Dla budynków istniejących, wybudowanych w standardzie nieenergooszczędnym, z wentylacją grawitacyjną, sezon grzewczy rozpoczyna się w momencie kiedy średniodobowe temperatury zewnętrzne spadają poniżej 15°C. Dla III strefy klimatycznej oznacza to rozbieżność temperatur zewnętrznych w okresie grzewczym na poziomie $\Delta T = 35^\circ\text{C}$. Wraz ze spadkiem temperatury zwiększa się nie tylko strata wynikająca z przenikania ciepła przez przegrody zewnętrzne ale też strata wentylacyjna, wynikająca z większego zapotrzebowania na moc do kompensacji energii wynikającej ze zwiększenia różnicy między wymaganą temperaturą powietrza wewnętrznego i temperaturą powietrza nawiewanego, która w warunkach ekstremalnych wynosi ok. 40°C. W efekcie, zapotrzebowanie na moc grzewczą, przy spadku temperatur zewnętrznych, zwiększa się dużo szybciej niż w dobrze zaizolowanym budynku z rekuperacją. Dla pompy ciepła oznacza to dużo większy zakres modulacji mocy w zależności od panujących warunków zewnętrznych.

Gruntowa pompa ciepła charakteryzuje się stabilnymi parametrami pracy, a jej moc dyspozycyjna nie zależy od parametrów powietrza zewnętrznego, dzięki czemu nadaje się do zasilania budynków w większym zakresie jednostkowego zapotrzebowania na energię użytkową niż powietrzna pompa ciepła, która dużo gwałtowniej reaguje na zmiany temperatury zewnętrznej. Powietrzna pompa ciepła, wykorzystując powietrze atmosferyczne, jako dolne źródło energii, jest bardzo wrażliwa na spadki temperatury, z uwagi na konieczność dostosowania parametrów pracy czynnika chłodniczego. Im niższa temperatura na parowniku, tym niższe ciśnienie robocze czynnika chłodniczego, a co za tym idzie, mniejsza ilość płynu, mogącego odebrać energię od dolnego źródła w czasie. Jest to mechanizm, który sprawia, że wraz ze spadkiem temperatury dolnego źródła spada moc dyspozycyjna pompy ciepła. W związku z tym praca powietrznej pompy ciepła jest efektywna w mniejszym zakresie jednostkowego zapotrzebowania na energię użytkową budynku niż w przypadku pompy gruntowej. Rekomendowane wartości EU dla PPC to $< 60 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$, a dla GPC to nawet $90 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$.

Kolejne diagramy przedstawiają rekomendowane i dopuszczalne zakresy pracy dla pozostałych uwzględnionych źródeł ciepła. Dla budynków o bardzo małym zapotrzebowaniu na energię użytkową, bardzo dobrym rozwiązaniem może okazać się rezygnacja z kosztownej instalacji hydraulicznej. Zamontowanie klasycznych klimatyzatorów typu split lub VRF w budynkach pasywnych oraz niskoenergetycznych, dla których zastosowanie rekuperacji jest standardem, pozwoli przede wszystkim na znaczne obniżenie kosztów zakupu i montażu instalacji grzewczej. Przy pompie ciepła typu powietrze-powietrze nie występują dodatkowe odbiorniki ani klasyczna instalacja grzewcza, a energia z wymiennika jest bezpośrednio przekazywana do powietrza wewnątrz pomieszczenia, co dodatkowo poprawia efektywność pracy układu.

Diagram 3, dla ogrzewania gazowego, uzupełnia wcześniejsze wykresy. Wyraźnie pokazuje, że źródło gazowe jest dobrym rozwiązaniem tam, gdzie pompy ciepła nie mają zastosowania, zwłaszcza ze względu na zbyt wysokie temperatury zasilania ale także w obiektach o dużym jednostkowym zapotrzebowaniu energii użytkowej. Dla kotła gazowego nie jest problemem ani duży zakres modulacji mocy ani zapewnienie wysokiej temperatury zasilania obiegu grzewczego w krótkim czasie.

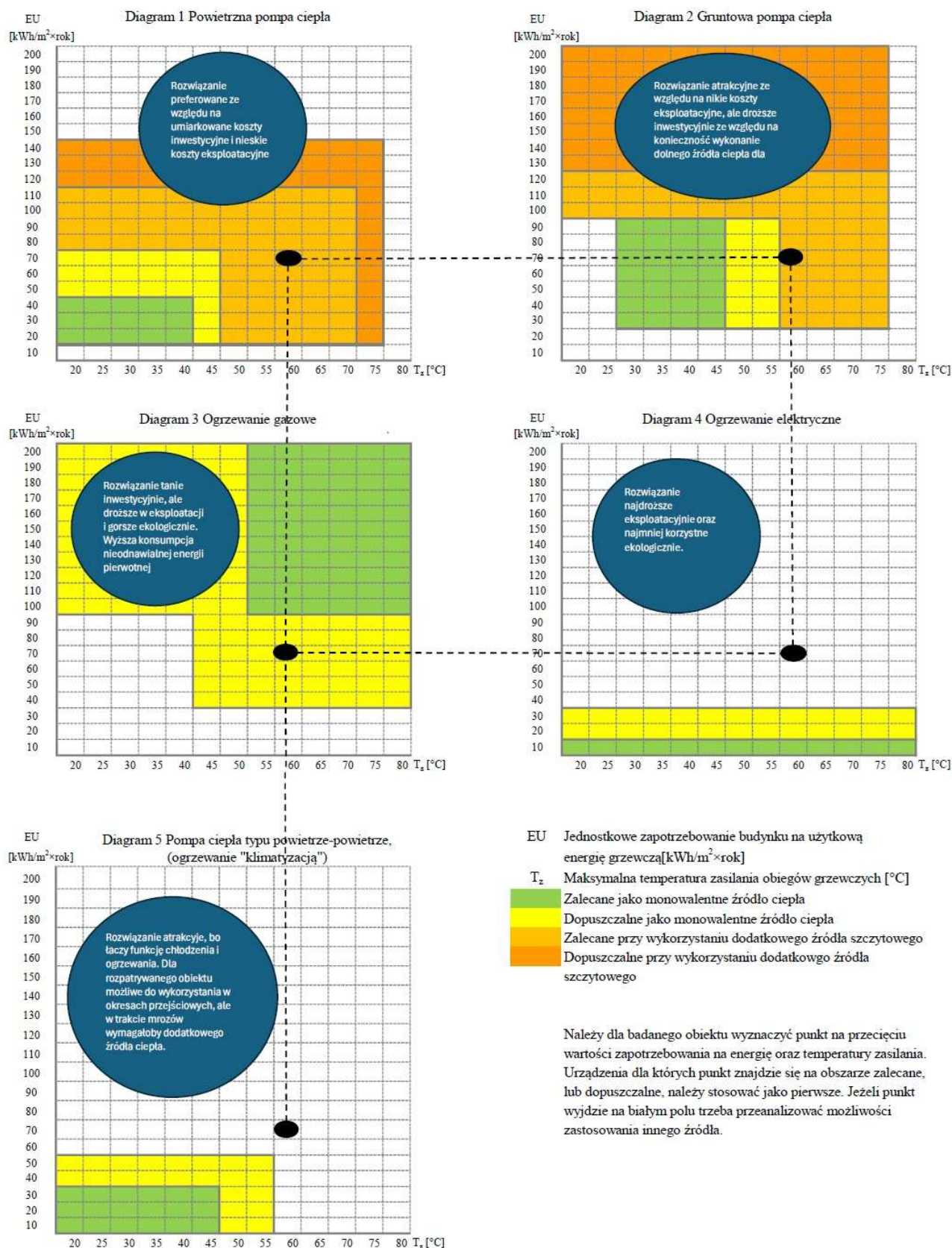
Diagram 4 pokazuje z kolei możliwości zastosowania ogrzewania elektrycznego. W zakresie rekomendowanym znajdują się budynki pasywne, których zapotrzebowanie

energetyczne jest bardzo małe. Niski koszt instalacji może sprawić, że w niektórych przypadkach jest to najbardziej uzasadnione źródło energii, w dodatku nie ograniczone temperaturą zasilania, przez co urządzenia grzewcze mogą mieć niewielkie wymiary.

Tak przygotowane diagramy obszarów zastosowania źródeł zasilania systemu grzewczego stanowią znaczne ułatwienie dla projektantów instalacji. Po pierwszym kroku, mającym na celu określenie klasy energooszczędności bryły zaprojektowanej przez architekta, projektant sięga po algorytm postępowania, a następnie z diagramu odczytuje jakie możliwości zasilenia budynku są dostępne i jednocześnie racjonalne. Sam algorytm jest swego rodzaju ścieżką, prowadzącą projektanta instalacji grzewczych z pompami ciepła do konkretnych rozwiązań, które będą najbardziej racjonalne pod względem zastosowania w konkretnych warunkach. Lewa strona algorytmu, odnosząca się do nowobudowanych obiektów oraz do budynków poddawanych gruntownej modernizacji termicznej, poprzez szereg pytań i odpowiedzi prowadzi projektanta do konkretnych diagramów doborowych pomp ciepła, które zostały opisane powyżej. Prawa strona, w pierwszej kolejności, daje rozróżnienie, czy zastosowanie pompy ciepła w analizowanym budynku jest w ogóle możliwe oraz czy ma jakiegokolwiek uzasadnienie, zarówno pod względem energetycznym jak i ekonomicznym. Dopiero później ścieżka postępowania prowadzi do wyboru konkretnego rozwiązania.

Na rysunku 86 przedstawiono umiejscowienie badanego obiektu na poszczególnych diagramach doborowych. Potwierdziło się przypuszczenie, że obiekt nie nadaje się do zasilania tylko pompami ciepła. Zarówno na diagramie doborowym powietrznej, jak i gruntowej pompy ciepła, analizowany budynek znajduje się w obszarze rekomendacji ale pod warunkiem zastosowania dodatkowego źródła szczytowego. Badania długookresowe doprowadziły do tych samych wniosków. Model zasilania i zapotrzebowanie energetyczne budynku sprawiają, że zasilenie go za pomocą samych pomp ciepła jest mało efektywne. Zarówno gruntowa, jak i powietrzna pompa ciepła pracują ze stosunkowo niskim sCOP. Załączenie kotła gazowego w najbardziej wymagających warunkach oraz w celu przygotowania ciepłej wody użytkowej zdecydowanie poprawia efektywność pracy obydwu pomp ciepła. Co ciekawe, zastosowanie samego kotła gazowego jest dopuszczalne ale nie rekomendowane. Analiza danych wykazała, że przy obecnym układzie zasilania, z kotłem gazowym i pompami ciepła zasilanymi energią elektryczną z instalacji fotowoltaicznej, przez większość sezonu grzewczego pompy ciepła mogą pracować efektywnie i bezkosztowo. Dodatkowe obliczenia, wykonywane przy okazji corocznego rozliczania kosztów mediów w budynku wykazały, że w tym konkretnym przypadku zastosowanie samego kotła gazowego jest rzeczywiście nieopłacalne ekonomicznie.

Diagram obszarów zastosowania źródeł zasilania systemu grzewczego



Rys. 86. Diagramy obszarów zastosowania źródeł zasilania w odniesieniu do badanego obiektu.

Następnym etapem na drodze dostosowania instalacji zasilania do budynku, zwłaszcza w obiektach nowoprojektowanych, jest dopasowanie projektowanego układu do obowiązujących przepisów, w kontekście dopuszczalnych poziomów jednostkowego zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej. W praktyce będzie to polegało na dopasowaniu modelu zasilania budynku w taki sposób, aby w systemie monowalentnym zapewnić odpowiednie pokrycie energii na pracę pompy ciepła przez zaplanowanie instalacji PV o odpowiedniej mocy, zaś w przypadku instalacji z biwalentnym układem zasilania konieczne będzie takie dopasowanie czasu pracy źródeł oraz pokrycia energii elektrycznej do zasilenia pompy ciepła z instalacji fotowoltaicznej aby uzyskać odpowiednio niski wskaźnik EP dla projektowanego budynku.

Kolejnym aspektem do uwzględnienia, niekoniecznie dla samego projektanta, jest ekonomiczny aspekt inwestycji. Należy rozważyć, czy zapewnienie minimalnego poziomu energii z OZE jest najbardziej efektywne pod względem finansowym. Może się bowiem okazać, że większa instalacja przy małym zapotrzebowaniu na energię nie zwróci się w okresie eksploatacji, z kolei dla obiektu o większym zapotrzebowaniu energetycznym, bilans ekonomiczny będzie tym bardziej opłacalny im większy procent zaspokojenia potrzeb budynku przez energie z OZE. Zazwyczaj podczas projektowania nowych budynków wykonywana jest analiza EKO, która przedstawia wariant projektowy oraz alternatywne rozwiązanie porównując je pod kątem korzyści ekologicznych i ekonomicznych.

Algorytm decyzyjny doboru źródła ciepła

Opracowany algorytm decyzyjny (rys. 82) stanowi syntetyczne podsumowanie przeprowadzonych badań i analiz. Jego głównym celem jest ułatwienie doboru optymalnego źródła ciepła w budynkach jednorodzinnych, z uwzględnieniem wymagań WT2021, parametrów technicznych instalacji oraz możliwości integracji z odnawialnymi źródłami energii. Struktura algorytmu prowadzi projektanta krok po kroku przez kolejne etapy procesu decyzyjnego – począwszy od oceny charakterystyki energetycznej budynku (EU, klasa energetyczna, standard izolacyjności), poprzez analizę warunków technicznych (wymagana temperatura zasilania, dostęp do gazu, możliwość wykonania wymiennika gruntowego), aż po wybór wariantu systemowego (powietrzna lub gruntowa pompa ciepła, kocioł gazowy, instalacja PV).

Algorytm stanowi praktyczne narzędzie, ułatwiającym projektantom i inwestorom podejmowanie decyzji zgodnych z wymogami prawnymi oraz zasadami efektywności

energetycznej. Ponadto dokumentuje przełożenie wyników zrealizowanych prac badawczych na rozwiązania aplikacyjne. Poszczególne ścieżki decyzyjne zostały bowiem oparte na danych pomiarowych i analizach wykonanych w ramach niniejszej rozprawy. Przykładowo, wybór pomiędzy pompą powietrzną a gruntową wynika bezpośrednio z obserwowanej w badaniach stabilności współczynnika COP, a graniczne wartości jednostkowego zużycia energii użytkowej odpowiadają zarówno wymaganiom WT2021, jak i результатам uzyskanych symulacji.

Algorytm posiada również walor dydaktyczny i standaryzujący – porządkuje proces projektowy i zmniejsza ryzyko błędów wynikających z intuicyjnych lub niepełnych ocen. Może być wykorzystywany w praktyce projektowej, podczas szkoleń branżowych oraz w procesie kształcenia inżynierów HVAC, stanowiąc narzędzie wspierające interdyscyplinarną współpracę między architektami i projektantami instalacji.

Należy podkreślić, że algorytm został opracowany w odniesieniu do warunków klimatycznych Polski oraz dla typowych budynków mieszkalnych, zgodnych z obowiązującymi przepisami. Jego stosowanie nie obejmuje obiektów przemysłowych ani instalacji nietypowych.

W przyszłości algorytm może stanowić podstawę do stworzenia narzędzi cyfrowych wspomagających proces projektowania instalacji grzewczych. Jego logika decyzyjna może być także rozwijana i adaptowana do warunków technicznych oraz regulacyjnych innych państw Unii Europejskiej, w których obowiązują odmienne wskaźniki nakładu energii pierwotnej i standardy prawne oraz do stworzenia ścieżek decyzyjnych dla innych typów obiektów.

Podsumowanie i wnioski końcowe

Prace przeprowadzone w ramach doktoratu wdrożeniowego polegały na przygotowaniu stanowiska pomiarowego umożliwiającego porównanie pracy gruntowej i powietrznej pompy ciepła, pracujących w identycznych warunkach, w ramach jednej instalacji. Ponadto układ hybrydowy zasilania budynku oraz sposób jego opomiarowania stworzył wiele możliwości prowadzenia badań nad działaniem instalacji grzewczych zasilanych odnawialnymi źródłami energii przy różnym zapotrzebowaniu na moc grzewczą. Badania i symulacje zostały przygotowane w taki sposób, aby możliwe było wypracowanie rozwiązań prowadzących do powstania wytycznych dla projektantów instalacji grzewczych z wykorzystaniem OZE. Dodatkowym aspektem przeanalizowanym podczas badań jest kwestia optymalizacji wykorzystania instalacji fotowoltaicznej do zasilenia pomp ciepła, ze szczególnym naciskiem na maksymalizację zużycia wytwarzanego, przez instalację PV, prądu na potrzeby własne.

Efektom prac badawczych są następujące wnioski, które przyczynią się do poprawy pracy projektantów instalacji grzewczych:

1. Przy obecnych zmianach klimatycznych, powietrzne pompy ciepła stają się realną alternatywą dla pomp gruntowych.

2. Moc powietrznej pompy ciepła nie może być przewymiarowana. Urządzenie pracuje tym efektywniej im rzadziej się wyłącza, najlepiej by pracowało w sposób ciągły, co ograniczy straty energii w trakcie postojów.

3. Przy planowaniu zasilania budynku za pomocą powietrznych pomp ciepła warto przeanalizować możliwość stosowania przechłodzenia nocnego. Spowoduje to pracę pompy ciepła głównie w ciągu dnia, kiedy temperatury powietrza są wyższe, co poprawi efektywność pracy urządzenia. Dodatkowo praca pompy ciepła w ciągu dnia pozwala wykorzystać uzyski energii z instalacji PV, co podnosi wskaźnik autokonsumpcji i obniża koszty energii elektrycznej.

4. Nie zaleca się łączenia instalacji powietrznej pompy ciepła i kolektorów słonecznych do celów przygotowania CWU. W okresie letnim, kiedy większość energii na podgrzanie ciepłej wody pochodzi z kolektorów, pompa ciepła, podczas długich przestojów, zużywa energię elektryczną na podgrzewanie karteru sprężarki, a nie wytwarza ciepłej wody. Powoduje

to znaczący spadek COP. Dużo efektywniejszym rozwiązaniem jest montaż dodatkowych modułów PV w miejsce kolektorów słonecznych i wykorzystanie dodatkowej energii elektrycznej do napędu pompy ciepła.

5. Rozwiązaniem problemu ze stratami energii w trakcie postoju wydaje się budowa powietrznej pompy ciepła typu split w taki sposób, aby na zewnątrz znajdował się jedynie parownik z wentylatorem, a reszta elementów układu chłodniczego była zabudowana w jednostce wewnętrznej. Zważywszy na to, że w tej konfiguracji, sprężarka zlokalizowana jest w ogrzewanym pomieszczeniu, nie jest wymagane zużycie energii w celu podtrzymania urządzenia w gotowości do pracy.

6. Problem strat wynikających z utrzymywania pompy typu monoblok w stanie gotowości do pracy można rozwiązać poprzez montaż wewnętrzny. W takim przypadku powietrzną pompę ciepła należy zasilić powietrzem zewnętrznym, a następnie odprowadzić je z wymiennika na zewnątrz za pomocą przewodów wentylacyjnych zakończonych czerpnia i wyrzutnią na elewacji budynku.

7. Dobór urządzeń grzewczych oraz systemu zasilania budynku w dużej mierze zależy od klasy energetycznej obiektu. Montaż pompy ciepła nie zawsze jest zabiegiem uzasadnionym i w niektórych przypadkach może prowadzić do pogorszenia komfortu użytkowania, wzrostu kosztów ogrzewania, a nawet pogorszenia efektu ekologicznego zastosowanych rozwiązań.

8. Dla nowych budynków, które muszą spełniać wytyczne techniczne, zawarte w Rozporządzeniu Ministra (WT2021), najrozsądniejszym rozwiązaniem jest zastosowanie rozwiązań energooszczędnych oraz odnawialnych źródeł energii. Zasilenie budynku tylko konwencjonalnymi źródłami energii jest obecnie nieuzasadnione, zarówno energetycznie jak i ekonomicznie.

9. Dla budynków istniejących, o dużym zapotrzebowaniu na energię, w pierwszej kolejności, należy rozważyć zastosowanie zabiegów termomodernizacyjnych, a dopiero w drugiej kolejności zastanowić się nad możliwością zastosowania OZE.

10. W budynkach posiadających instalację fotowoltaiczną, rozliczaną na zasadach net-meteringu, montaż pompy ciepła jest inwestycją wysoce uzasadnioną ekonomicznie. Przy rozliczeniu net-billingowym konieczna jest umiejętna kalibracja systemu w celu maksymalizacji zużycia energii z PV na potrzeby własne. W pozostałych przypadkach, montaż

pompy ciepła opłaca się jedynie w budynkach, w których możliwe jest osiągnięcie efektywności sezonowej na poziomie powyżej 3,5.

11. Budynek niskoenergetyczny i pasywny to wciąż inwestycja mało atrakcyjna pod względem ekonomicznym, jednak tempo wzrostu cen energii może sprawić, że w kolejnej dekadzie sytuacja ulegnie diametralnej zmianie. Już przy obecnych warunkach rynkowych dodatkowe koszty wariantu budynku niskoenergetycznego z pompą ciepła mogą się zwrócić w ciągu kilku-kilkunastu lat, co w powszechnie zakładanym 50-letnim okresie użytkowania budynków wcale nie jest bardzo długim przedziałem czasowym.

12. Efekt ekologiczny zastąpienia źródeł kopalnych za pomocą OZE nadal pozostaje wątpliwy, zwłaszcza w starszych budynkach i w skali pojedynczych obiektów budowlanych, jednak zważywszy na fakt, że tylko w Polsce, samych budynków jednorodzinnych, buduje się rocznie kilkadziesiąt tysięcy, prawidłowy dobór instalacji i zastąpienie węgla i gazu odnawialnymi źródłami energii, które są niewyczerpywalne i w dodatku czyste ekologicznie, zaczyna nabierać sensu.

13. Jeżeli poza aspektem ekonomicznym, przy doborze wariantu zasilania zostanie uwzględniony również aspekt ekologiczny, najbardziej racjonalnym rozwiązaniem staje się budowa obiektu niskoenergetycznego, zasilanego gruntową pompą ciepła. Jest to wariant który staje się zasadny ekonomicznie już przy montażu instalacji PV zaspokajającej 50% zapotrzebowania pompy ciepła na energię elektryczną.

14. Z racji stosunkowo wysokich dodatkowych nakładów inwestycyjnych na przedsięwzięcia proekologiczne, bardzo ważnym aspektem, którego nie należy pomijać, są dotacje wspierające termomodernizację, wznoszenie nowych budynków w standardzie niskoenergetycznym oraz instalację odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza w budynkach mieszkalnych. System wsparcia powinien być tak dostosowany, aby możliwe było skompensowanie nadwyżki kosztów początkowych, która nie zwróci się w racjonalnym czasie (np. 15 lat).

15. Przy obecnym miksie energetycznym, w Polsce ciągle opartym w głównej mierze na węglu, zastępowanie ogrzewania gazowego pompą ciepła zasilaną prądem sieciowym, nie jest w pełni uzasadnione ekologicznie, a w wielu przypadkach może wręcz prowadzić do zwiększenia emisji CO₂ i innych substancji, nawet w przypadku spełnienia wymogów zawartych w WT2021. Może się to oczywiście zmienić wraz ze zmianą polityki energetycznej

naszego kraju, jednak na chwilę obecną elektryfikacja systemów grzewczych jest przedsięwzięciem nie do końca uzasadnionym.

W kwestiach związanych z energetyką, zwłaszcza w warunkach polskich, jest jeszcze wiele do zrobienia. Przeprowadzone w ramach doktoratu wdrożeniowego badania mają na celu przede wszystkim budzić świadomość, zwracać uwagę na istotne elementy związane z ekologicznymi i ekonomicznymi aspektami transformacji energetycznej, a także pokazywać prawidłowe ścieżki wyboru instalacji zasilanych odnawialnymi źródłami energii w połączeniu z innymi zabiegami poprawiającymi efektywność wykorzystania paliw.

Spis literatury

- [1] A. Gładka i T. Zatoński, „Wpływ zanieczyszczenia powietrza na choroby układu oddechowego”, *Kosmos*, t. 65, nr 4, 2016.
- [2] J. Głuszek i T. M. Kosicka, „Wpływ smogu (zanieczyszczonego powietrza) na choroby układu sercowo-naczyniowego”, *Choroby Serca i Naczyń*, t. 16, nr 3, 2019, doi: 10.5603/chsin.2019.0030.
- [3] A. C. Gore i in., „EDC-2: The Endocrine Society’s Second Scientific Statement on Endocrine-Disrupting Chemicals”, 2015. doi: 10.1210/er.2015-1010.
- [4] E. Diamanti-Kandarakis i in., „Endocrine-disrupting chemicals: An Endocrine Society scientific statement”, 2009. doi: 10.1210/er.2009-0002.
- [5] A. Gładka, J. Rymaszewska, i T. Zatoński, „Impact of air pollution on depression and suicide”, 2018. doi: 10.13075/ijomeh.1896.01277.
- [6] I. Braithwaite, S. Zhang, J. B. Kirkbride, D. P. J. Osborn, i J. F. Hayes, „Air pollution (Particulate matter) exposure and associations with depression, anxiety, bipolar, psychosis and suicide risk: A systematic review and meta-analysis”, 2019. doi: 10.1289/EHP4595.
- [7] K. T. Patten i in., „The effects of chronic exposure to ambient traffic-related air pollution on alzheimer’s disease phenotypes in wildtype and genetically predisposed male and female rats”, *Environ. Health Perspect.*, t. 129, nr 5, 2021, doi: 10.1289/EHP8905.
- [8] C. Yang i in., „Ambient ozone pollution and prevalence of chronic kidney disease: A nationwide study based on the China National survey of chronic kidney disease”, *Chemosphere*, t. 306, 2022, doi: 10.1016/j.chemosphere.2022.135603.
- [9] F. R. Li i in., „Long-term exposure to air pollution and incident non-alcoholic fatty liver disease and cirrhosis: A cohort study”, *Liver International*, t. 43, nr 2, 2023, doi: 10.1111/liv.15416.
- [10] J. Yang, Y. Zhang, Y. Yuan, Z. Xie, i L. Li, „Investigation of the Association between Air Pollution and Non-Alcoholic Fatty Liver Disease in the European Population: A Mendelian Randomization Study”, *Toxics*, t. 12, nr 3, 2024, doi: 10.3390/toxics12030228.
- [11] NOAA Global Monitoring Laboratory, „Annual Greenhouse Gas Index (AGGI)”, The NOAA annual Greenhouse gas index (AGGI). [Online]. Dostępne na: https://gml.noaa.gov/aggi/aggi.html?utm_source=chatgpt.com
- [12] P. Falkowski i in., „The global carbon cycle: A test of our knowledge of earth as a system”, 2000. doi: 10.1126/science.290.5490.291.
- [13] IEA, „World Energy Outlook”, 2024.
- [14] GUS, „Energia ze źródeł odnawialnych w 2023 roku”, 2024.
- [15] Główny Urząd Statystyczny, „Energia 2024”, 2024.
- [16] EUROSTAT, „Energy statistics - an overview”, maj 2025. Dostęp: 12 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview

- [17] European Energy Agency, *Trends and projections in Europe 2024*. 2024. doi: 10.2800/7574066.
- [18] M. K. Risto Saarikivi, „Approximated EU greenhouse gas inventory Proxy GHG emission estimates for 2023”, paź. 2024. doi: 10.5281/zenodo.13998904.
- [19] Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej, *Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków*. 2024.
- [20] M. Cierpiat-Wolan, „Efektywność wykorzystania energii w latach 2012-2022 (Energy efficiency in years 2012-2022)”, Warszawa, Rzeszów, 2024. [Online]. Dostępne na: www.stat.gov.pl
- [21] Kancelaria Sejmu, *Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane - tekst ujednolicony (Dz. U. z 2025 r. poz. 418)*. Republic of Poland, 2025. Dostęp: 12 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu19940890414>
- [22] *Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 9 maja 2024 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. 2024 poz. 726)*. Warszawa, Republic of Poland: Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, 2024. Dostęp: 12 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20240000726>
- [23] *Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej*. Republic of Poland: Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, 2015.
- [24] *Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 28 marca 2023 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej*. Poland: Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, 2023. Dostęp: 12 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20230000697>
- [25] W. Kim, J. Choi, i H. Cho, „Performance analysis of hybrid solar-geothermal CO2 heat pump system for residential heating”, *Renew. Energy*, t. 50, s. 596–604, luty 2013, doi: 10.1016/J.RENENE.2012.07.020.
- [26] A. Sridhar, N. Belonogova, S. Honkapuro, H. Huuki, M. Kopsakangas-Savolainen, i E. Ruokamo, „Identifying hybrid heating systems in the residential sector from smart meter data”, *Journal of Building Engineering*, t. 74, 2023, doi: 10.1016/j.job.2023.106867.
- [27] J. Yao, W. Liu, L. Zhang, B. Tian, Y. Dai, i M. Huang, „Performance analysis of a residential heating system using borehole heat exchanger coupled with solar assisted PV/T heat pump”, *Renew. Energy*, t. 160, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.06.101.
- [28] H. A. Kazem, M. T. Chaichan, A. H. A. Al-Waeli, i K. Sopian, „A systematic review of photovoltaic/thermal applications in heat pumps systems”, *Solar Energy*, t. 269, s. 112299, luty 2024, doi: 10.1016/J.SOLENER.2023.112299.
- [29] J. Long, K. Xia, H. Zhong, H. Lu, i Y. A, „Study on energy-saving operation of a combined heating system of solar hot water and air source heat pump”, *Energy Convers. Manag.*, t. 229, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113624.

- [30] M. Bezrodny, N. Prytula, i M. Tsvietkova, „Efficiency of heat pump systems of air conditioning for removing excessive moisture”, *Archives of Thermodynamics*, t. 40, nr 2, 2019, doi: 10.24425/ather.2019.129546.
- [31] M. Hanuszkiewicz-Drapała i T. Bury, „Utilization of the horizontal ground heat exchanger in the heating and cooling system of a residential building”, *Archives of Thermodynamics*, t. 37, nr 1, 2016, doi: 10.1515/aoter-2016-0004.
- [32] T. H. Meles i L. Ryan, „Adoption of renewable home heating systems: An agent-based model of heat pumps in Ireland”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 169, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112853.
- [33] Z. Marijanovic, P. Theile, i B. H. Czock, „Value of short-term heating system flexibility – A case study for residential heat pumps on the German intraday market”, *Energy*, t. 249, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.123664.
- [34] Z. You, S. D. Lumpp, M. Doepfert, P. Tzscheutschler, i C. Goebel, „Leveraging flexibility of residential heat pumps through local energy markets”, *Appl. Energy*, t. 355, s. 122269, luty 2024, doi: 10.1016/J.APENERGY.2023.122269.
- [35] S. Pater, „Increasing Energy Self-Consumption in Residential Photovoltaic Systems with Heat Pumps in Poland”, *Energies (Basel)*, t. 16, nr 10, 2023, doi: 10.3390/en16104003.
- [36] S. Pater, „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 Build.*, t. 199, 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.06.057.
- [37] Y. Li i in., „Energy flexibility analysis and model predictive control performances of space heating in Japanese zero energy house”, *Journal of Building Engineering*, t. 76, nr June, s. 107365, 2023, doi: 10.1016/j.job.2023.107365.
- [38] Y. Lee i D. U. Shin, „Development of load-reset-control method for energy saving and comfort improvement in simultaneous heating and cooling system”, *Journal of Building Engineering*, t. 109, 2025, doi: 10.1016/j.job.2025.113015.
- [39] C. Natale, M. Dongellini, C. Naldi, i G. L. Morini, „Evaluation of the Seasonal Energy Performance of a Dual-Source Heat Pump Through Dynamic Experimental Tests”, *Energies (Basel)*, t. 18, nr 10, s. 1–20, 2025, doi: 10.3390/en18102532.
- [40] B. Chwieduk i D. Chwieduk, „Analysis of operation and energy performance of a heat pump driven by a PV system for space heating of a single family house in polish conditions”, *Renew. Energy*, t. 165, s. 117–126, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.11.026.
- [41] Z. Wang, M. Luther, P. Horan, J. Matthews, i C. Liu, „Residential space heating electrification through a PV-driven hot water heat pump”, *Energy Build.*, t. 330, nr January, s. 115319, 2025, doi: 10.1016/j.enbuild.2025.115319.
- [42] H. Ning i others, „Research on the Operating Performance of a Combined Heat and Power System Integrated with Solar PV/T and Air-Source Heat Pump in Residential Buildings”, 2025.
- [43] Q. Guo i others, „A performance simulation of the coupled solar wall and earth-air heat exchanger system heating technology”, 2025.

- [44] I. Beausoleil-Morrison, B. Kemery, A. D. Wills, i C. Meister, „Design and simulated performance of a solar-thermal system employing seasonal storage for providing the majority of space heating and domestic hot water heating needs to a single-family house in a cold climate”, *Solar Energy*, t. 191, nr May, s. 57–69, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.08.034.
- [45] L. Chang i others, „Dynamic Simulation of Solar-Assisted Medium-Depth Ground Heat Exchanger Direct Heating System”, 2025.
- [46] X. Wang i in., „Long-term performance simulation analysis of solar-assisted borehole thermal energy storage combined with a heat pump heating system”, *Renew. Energy*, t. 252, nr December 2024, s. 123508, 2025, doi: 10.1016/j.renene.2025.123508.
- [47] X. Wang i in., „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 Convers. Manag.*, t. 312, nr April, s. 118574, 2024, doi: 10.1016/j.enconman.2024.118574.
- [48] B. Dong i others, „Impact analysis of different auxiliary heat sources on the dynamic performance of a solar seasonal heat storage and heating system”, *Unknown*, 2025.
- [49] H. Oh i others, „Techno-economic feasibility of borehole thermal energy storage system connected to geothermal heat pumps for seasonal heating load of two buildings in Fairbanks, Alaska”, *Unknown*, 2025.
- [50] K. Tani i others, „Application of a Phase-Change Material Heat Exchanger to Improve the Efficiency of Heat Pumps at Partial Loads”, *Unknown*, 2025.
- [51] V. Amato, R. E. Hedegaard, M. D. Knudsen, i S. Petersen, „Room-level load shifting of space heating in a single-family house – A field experiment”, *Energy Build.*, t. 281, s. 112750, 2023, doi: 10.1016/j.enbuild.2022.112750.
- [52] G. Liu, K. Nagano, M. Ye, i H. Liu, „Optimization of a radiant heating system in a net Zero energy house (nZEH) to maintain a comfortable indoor environment while minimizing energy consumption”, *Energy Build.*, t. 328, nr October 2024, s. 115208, 2025, doi: 10.1016/j.enbuild.2024.115208.
- [53] J. Li i in., „Dynamic performance forecast analysis of MHP-PV/T-IDXSAHP system during heating season”, *Energy Build.*, t. 312, nr April, s. 114175, 2024, doi: 10.1016/j.enbuild.2024.114175.
- [54] E. Schito i P. Conti, „Energy Savings Potential of Multipurpose Heat Pumps in Air-Handling Systems”, *Unknown*, 2025.
- [55] J. Sun, B. Sun, X. Cai, D. Liu, i Y. Yang, „Multi-Energy Flow Optimal Dispatch of a Building Integrated Energy System Based on Thermal Comfort and Network Flexibility”, *Energies (Basel)*, t. 18, nr 15, s. 4051, 2025, doi: 10.3390/en18154051.
- [56] I. Martínez-de-Alegría, R. M. Río, E. Zarrabeitia, i I. Álvarez, „Heating demand as an energy performance indicator: A case study of buildings built under the passive house standard in Spain”, *Energy Policy*, t. 159, 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112604.
- [57] M. Simonazzi i others, „An Integrated Building Energy Model in MATLAB”, 2025.

- [58] J. Roussel i others, „Performance of Various Artificial Intelligence Models for Predicting Temperature in an Industrial Building—A Case Study”, 2025.
- [59] Z. Ren, „A Literature Review on the Use of Weather Data for Building Thermal Simulations”, *Unknown*, 2025.
- [60] H. Lee i G.-S. Choi, „Evaluation of Energy and CO₂ Reduction Through Envelope Retrofitting: A Case Study of a Public Building in South Korea Conducted Using Utility Billing Data”, *Energies (Basel)*, t. 18, nr 15, s. 4129, 2025, doi: 10.3390/en18154129.
- [61] J. Li, X. Qi, X. Li, H. Huang, i J. Gao, „Coupled Study on the Building Load Dynamics and Thermal Response of Ground Sources in Shallow Geothermal Heat Pump Systems Under Severe Cold Climate Conditions”, *Modelling*, t. 6, nr 3, s. 63, 2025.
- [62] A. Pacheco-Reyes, J. C. Jiménez-García, G. L. Gutiérrez-Urueta, J. Saucedo-Velázquez, i W. Rivera, „A Polygeneration System Based on an Absorption Heat Pump for the Simultaneous Production of Power, Cooling, and Desalinated Water That Operates with Geothermal Energy”, *Processes*, t. 13, nr 7, s. 1–23, 2025, doi: 10.3390/pr13072016.
- [63] K. Salhein i in., „A Comprehensive Review of Geothermal Heat Pump Systems”, *Processes*, t. 13, nr 7, s. 1–45, 2025, doi: 10.3390/pr13072142.
- [64] P. Wang i H. Zhou, „Cascaded Absorption Heat Pump Integration in Biomass CHP Systems: Multi-Source Waste Heat Recovery for Low-Carbon District Heating”, *Sustainability (Switzerland)*, t. 17, nr 13, 2025, doi: 10.3390/su17135870.
- [65] G. Murano, F. Caffari, N. Calabrese, i M. Dall’Ombra, „Meeting 2030 Targets: Heat Pump Installation Scenarios in Italy”, *Sustainability (Switzerland)*, t. 17, nr 13, s. 1–30, 2025, doi: 10.3390/su17135938.
- [66] B. Rutczyk, A. Szlęk, i I. Szczygiet, „Possibility of Upgrading Public Buildings to Become Climate Neutral”, *Sustainability (Switzerland)*, t. 17, nr 13, s. 1–21, 2025, doi: 10.3390/su17136074.
- [67] Y. Mao i others, „Research on the Configurations and Control Methods of a Hybrid System of Air-Source Heat Pumps and Gas Boilers for Space Heating: Simulation and Comparative Analysis”, *Unknown*, 2025.
- [68] J. Xu i others, „Climate-Adaptive Passive Design Strategies for Near-Zero-Energy Office Buildings in Central and Southern Anhui, China”, *Unknown*, 2025.
- [69] C. Tsang i others, „Calibration of Building Performance Simulations for Zero Carbon Ready Homes: Two Open Access Case Studies Under Controlled Conditions”, *Unknown*, 2025.
- [70] D. Brkić i others, „Natural Gas Heating in Serbian and Czech Towns: The Role of Urban Topologies and Building Typologies”, *Unknown*, 2025.
- [71] D. S. Stergaard i S. Svendsen, „Case study of low-temperature heating in an existing single-family house - A test of methods for simulation of heating system temperatures”, *Energy Build.*, t. 126, s. 535–544, 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.05.042.
- [72] A. Polyvianchuk i others, „Optimized step-by-step modernization of residential heating systems: a multi-period investment strategy for energy efficiency and cost reduction”, 2025.

- [73] J. E. De León-Ruiz, R. Beltrán-Chacón, I. Carvajal-Mariscal, M. Venegas, i A. Ponsich, „Thermal performance estimation and optimisation of a shallow geothermal compound heat pumping system for combined process heating and cooling”, *Results in Engineering*, t. 26, nr January, 2025, doi: 10.1016/j.rineng.2025.105121.
- [74] M. J. Stolarski, K. Warmiński, M. Krzyżaniak, E. Olba-Zięty, i P. Stachowicz, „Energy consumption and heating costs for a detached house over a 12-year period – Renewable fuels versus fossil fuels”, *Energy*, t. 204, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117952.
- [75] M. van der Kam i others, „PV for what? A PV self-sufficiency analysis of electric vehicles, heat pumps, and home storage”, *Unknown*, 2025.
- [76] J. Rekstad, M. Meir, E. Murtnes, i A. Dursun, „A comparison of the energy consumption in two passive houses, one with a solar heating system and one with an air-water heat pump”, *Energy Build.*, t. 96, s. 149–161, 2015, doi: 10.1016/j.enbuild.2015.02.059.
- [77] W. Han i others, „Field measurement and simulation of a novel passive solar and shallow-geothermal heating system designed for temporary prefabricated houses”, *Unknown*, 2025.
- [78] J. Zhao i others, „Field survey, measurement and economic evaluation of the rural house heating systems in Shaanxi, China”, *Unknown*, 2025.
- [79] J. Cho i others, „Applicability of a geothermal structure and heat pump combined system for heating energy saving of a greenhouse”, *Unknown*, 2025.
- [80] X. Liu i others, „Energy-exergy-economic (3E) analysis and multi-objective optimization of a polygeneration system for cooling, heating, electricity, and freshwater based on carnot battery energy storage”, *Unknown*, 2025.
- [81] B. S. Ayalew i R. Andrzejczyk, „Recent Advancements in Latent Thermal Energy Storage and Their Applications for HVAC Systems in Commercial and Residential Buildings in Europe—Analysis of Different EU Countries’ Scenarios”, *Energies (Basel)*., t. 18, nr 15, s. 4000, 2025, doi: 10.3390/en18154000.
- [82] W. Sitek, M. Kosakiewicz, K. Krysińska, M. D. Vaverková, i A. Podlasek, „Total Performance in Practice: Energy Efficiency in Modern Developer-Built Housing”, *Energies (Basel)*., t. 18, nr 15, s. 4003, 2025, doi: 10.3390/en18154003.
- [83] C. Karakosta i I. Vryzidis, „Cost-Effective Energy Retrofit Pathways for Buildings: A Case Study in Greece”, *Energies (Basel)*., t. 18, nr 15, s. 4014, 2025, doi: 10.3390/en18154014.
- [84] J. Abramczyk, W. Bielak, i E. Gotkowska, „An Automated Method of Parametric Thermal Shaping of Complex Buildings with Buffer Spaces in a Moderate Climate”, *Energies (Basel)*., t. 18, nr 15, s. 4050, 2025, doi: 10.3390/en18154050.
- [85] A. Trząski i J. Rucińska, „Integration of Daylight in Building Design as a Way to Improve the Energy Efficiency of Buildings”, *Energies (Basel)*., t. 18, nr 15, s. 4113, 2025, doi: 10.3390/en18154113.
- [86] GUS, „Budownictwo w 2023 r”, Lublin, mar. 2024. Dostęp: 13 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/przemysl-budownictwo-srodko-trwale/budownictwo/budownictwo-w-2023-roku,13,21.html>

- [87] Passive House Institute, „About Passive House - What is a Passive House?” Dostęp: 13 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: https://passivehouse.com/02_informations/01_whatisapassivehouse/01_whatisapassivehouse.htm
- [88] „Passiv House Institute - requirements”. Dostęp: 13 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: https://passivehouse.com/02_informations/02_passive-house-requirements/02_passive-house-requirements.htm
- [89] mgr. inż. arch. Michał Golański, „Materiały budowlane jako masa termiczna w budynkach”, *Przegląd budowlany*, t. 12/2011, s. 88–93, grudzień 2011. Dostęp: 13 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: <https://bibliotekanauki.pl/articles/162224.pdf>
- [90] SOLBET, „Akumulacja ciepła w domu energooszczędnym”. Dostęp: 13 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: <https://www.solbet.pl/akumulatory-ciepła-w-domu-energooszczędnym/>
- [91] *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii*. Poland: Internetowy system aktów prawnych (ISAP), 2025, s. 1–423. [Online]. Dostępne na: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20150000478/U/D20150478Lj.pdf>
- [92] IRENA, *Renewable Capacity Statistics 2024*. 2024. [Online]. Dostępne na: www.irena.org
- [93] Kacper Kwidziński Marcin Dusito, „Transformacja energetyczna w Polsce - Edycja 2025”, 2025. [Online]. Dostępne na: www.forum-energii.eu
- [94] Rynek Elektryczny, „Moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce”. [Online]. Dostępne na: <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce>
- [95] Suntec, „Nasłonecznienie w Polsce”, <https://www.suntec.com.pl/naslonecznienie-w-polsce/>.
- [96] European Commission, „Analysis of the national long-term renovation strategies”, 2022. [Online]. Dostępne na: <https://energy.ec.europa.eu>
- [97] A. Kuhn i F. Ziegler, „Cycle basics of thermally driven heat pumps”, *Thermally driven heat pumps for heating and cooling*, nr 3, s. 5–17, 2013.
- [98] P. Neuberger i R. Adamovský, „Analysis and comparison of some low-temperature heat sources for heat pumps”, *Energies (Basel)*, t. 12, nr 10, 2019, doi: 10.3390/en12101853.
- [99] P. Carroll, M. Chesser, i P. Lyons, „Air Source Heat Pumps field studies: A systematic literature review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 134, s. 110275, grudz. 2020, doi: 10.1016/J.RSER.2020.110275.
- [100] Q. Mao i Y. Chen, „Experimental investigation of thermal performance of a ground source heat pump system for spring season”, *Energy Build.*, t. 152, s. 336–340, paź. 2017, doi: 10.1016/J.ENBUILD.2017.07.067.
- [101] R. Garber-Slaght, „Performance Considerations for Ground Source Heat Pumps in Cold Climates”, cze. 2021. Dostęp: 20 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79479.pdf>

- [102] „VDI 4640 (sheet 2) - Thermal use of the underground - Ground source heat pump systems”, cze. 2019, Dostęp: 20 sierpień 2025. [Online]. Dostępne na: <https://www.vdi.de/en/home/vdi-standards>
- [103] M. K. Turoń, „Operation of a hybrid heating system based on heat pumps using a photovoltaic installation”, *Archives of Thermodynamics*, t. 45, nr 4, s. 153–162, 2024, doi: 10.24425/ather.2024.152004.
- [104] PGE, „Periodic reports for 2023”. [Online]. Dostępne na: https://www.gkpge.pl/en/for-investors/shares/financial-data/periodic-reports-for-2023?utm_source=chatgpt.com
- [105] Enea, „Consolidated annual report 2023”. [Online]. Dostępne na: https://ir.enea.pl/en/pr/832503/consolidated-annual-report-2023?utm_source=chatgpt.com
- [106] TAURON, „Raporty okresowe”. [Online]. Dostępne na: https://www.tauron.pl/tauron/relacje-inwestorskie/raporty-okresowe?utm_source=chatgpt.com
- [107] M. Davis, „Ground Source Heat Pump System Heat Pump Performance”, 2013.
- [108] P. Carroll, M. Chesser, i P. Lyons, „Air Source Heat Pumps field studies: A systematic literature review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 134, nr July, s. 110275, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110275.
- [109] Zespół Zarządzania Krajową Bazą KOBiZE, „Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej Bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2023 rok.”, nr x, 2024, [Online]. Dostępne na: https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/Wskazniki_emisyjnosci_dla_energii_elektrycznej_grudzień_2022.pdf
- [110] Eastern Research Group, „Emission Factor Documentation for AP-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion”, NC. [Online]. Dostępne na: <https://nepis.epa.gov/>
- [111] International Energy Agency, „Emission standards and control of”, t. 44, nr 37, s. 2–3, 2016.
- [112] European Environment Agency, „EN35 External costs of electricity production”, s. 1–11, 2005, [Online]. Dostępne na: http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/en35-external-costs-of-electricity-production-1/en35/at_download/file
- [113] B. K. Sovacool, J. Kim, i M. Yang, „The hidden costs of energy and mobility: A global meta-analysis and research synthesis of electricity and transport externalities”, *Energy Res. Soc. Sci.*, t. 72, s. 101885, luty 2021, doi: 10.1016/J.ERSS.2020.101885.
- [114] M. R. Smith i S. S. Myers, „Impact of anthropogenic CO₂ emissions on global human nutrition”, *Nat. Clim. Chang.*, t. 8, nr 9, s. 834–839, wrz. 2018, doi: 10.1038/S41558-018-0253-3.
- [115] K. Button, „Environmental externalities and transport policy”, *Oxf. Rev. Econ. Policy*, t. 6, nr 2, s. 61–75, cze. 1990, doi: 10.1093/OXREP/6.2.61.

- [116] D. N. Bresch, „Shaping climate resilient development: Economics of climate Adaptation”, *Climate Change Adaptation Strategies - An Upstream-downstream Perspective*, s. 241–254, sty. 2016, doi: 10.1007/978-3-319-40773-9_13.
- [117] Department for Energy Security & Net Zero, „Insights from Heat Pump Performance Data”, 2024. [Online]. Dostępne na: <https://es.catapult.org.uk/reports/?posttypes=report>
- [118] T. Koopman, T. Zhu, i W. Rohlf, „Performance evaluation of air-source heat pump based on a pressure drop embedded model”, *Heliyon*, t. 10, nr 4, s. e24634, luty 2024, doi: 10.1016/J.HELIYON.2024.E24634.
- [119] Ekoprime, „Jaka jest cena odkupu energii z fotowoltaiki w 2025? Net-billing w praktyce”, 15.07.2025. [Online]. Dostępne na: https://ekoprime.pl/jaka-jest-cena-odkupu-energii-z-fotowoltaiki-w-2025-net-billing-w-praktyce/?utm_source=chatgpt.com
- [120] PG Group, „Net-billing vs net-metering – który system rozliczeń opłaca się w 2026?”, 22.10.2025. [Online]. Dostępne na: https://pggroup.com.pl/blog/net-billing-vs-net-metering-ktory-system-rozliczen-oplaca-sie-w-2026/?utm_source=chatgpt.com
- [121] Zespół Zarządzania Krajową Bazą KOBiZE IOŚ-PIB, „Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5MW, zastosowane do automatycznego wyliczania emisji w raporcie do Krajowej bazy za rok 2022”, sty. 2023.
- [122] Zespół Krajowej Bazy i Raportowania Centrum Bilansowania i Rozkładu Danych Emisyjnych KOBiZE, „Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2024 rok”, Warszawa, grudz. 2025.

Spis rysunków

Rys. 1. Zasady budowy domu pasywnego	30
Rys. 2. Światowe zasoby energetyczne w porównaniu z rocznym zużyciem energii na 2022 rok.....	37
Rys. 3. Zmiany mocy zainstalowanej w fotowoltaice, w Polsce – lata 2014-2025	39
Rys. 4. Mapa uzysków energii promieniowania słonecznego na terenie Polski w kWh na kWp zamontowanej instalacji	40
Rys. 5. Analizowany budynek oraz jego wizualizacja w programie AudytorOZC	48
Rys. 6. Świadectwo charakterystyki energetycznej analizowanego obiektu	49
Rys. 7. Wizualizacja pracy układu grzewczego w programie DigiENERGY	54
Rys. 8. Wizualizacja zakładki „stany licznika” w programie DigiENERGY – moduł pierwszy – sezon grzewczy 2022/2023	55
Rys. 9. Panel „stany licznika” w programie DigiENERGY – moduł drugi – kominek i obieg nagrzewnicy wodnej w przestrzeni warsztatowo-magazynowej	56
Rys. 10. Dobowy wykres temperatur: powietrza, powierzchni kolektora słonecznego i wody w zbiorniku CWU, wygenerowane w programie DigiENERGY	57
Rys. 11. Dobowy wykres mocy grzewczej kotła oraz mocy grzejników w części mieszkalnej, wygenerowany w programie DigiENERGY	57
Rys. 12. Wykres temperatur zewnętrznych i produkcji energii w instalacji PV – porównanie lat 2023 i 2024	58
Rys. 13. Panel użytkownika – Fronius	59
Rys. 14. Uzyski energii z instalacji fotowoltaicznej w ujęciu miesięcznym	59
Rys. 15. Uzysk energii w instalacji PV – dzienny i roczny	60
Rys. 16. Panel użytkownika – TAURON eLicznik – bilans energii pobranej i oddanej do sieci elektroenergetycznej – wykres dzienny	60
Rys. 17. Bilans energii w aplikacji TAURON eLicznik – porównanie miesiąca marca i maja 2024 roku	61
Rys. 18. Bilans energii zużytej i wyprodukowanej przez pompy ciepła oraz energii wytworzonej przez instalację fotowoltaiczną obejmujący wszystkie trzy okresy grzewcze poddane analizie	85
Rys. 19. Miesięczne wartości średnie wskaźnika efektywności pracy pomp ciepła w analizowanym przedziale czasowym	85
Rys. 20. Zestawienie zużycia energii elektrycznej przez pompy ciepła z produkcją z instalacji fotowoltaicznej w poszczególnych miesiącach okresu badawczego	88

Rys. 21. Bilans energii elektrycznej wytworzonej w instalacji fotowoltaicznej w ujęciu miesięcznym	88
Rys. 22. Procentowa autokonsumpcja energii produkowanej przez instalację fotowoltaiczną w poszczególnych miesiącach okresu badawczego oraz stopień bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną	89
Rys. 23. Symulacja możliwości zaspokojenia zapotrzebowania pomp ciepła na energię elektryczną za pomocą energii produkowanej przez instalację fotowoltaiczną w kolejnych sezonach grzewczych okresu prowadzenia badań	89
Rys. 24. Bilans energii dla pracy pomp ciepła na potrzeby instalacji CWU	93
Rys. 25. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 14.01.2023	95
Rys. 26. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 14.01.2023	95
Rys. 27. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 14.01.2023	96
Rys. 28. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 14.01.2023	96
Rys. 29. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 14.01.2023	97
Rys. 30. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 18.01.2023	98
Rys. 31. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 18.01.2023	98
Rys. 32. Wykres przebiegu temperatury zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 18.01.2023	99
Rys. 33. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 21.01.2023	100
Rys. 34. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 21.01.2023	100
Rys. 35. Panel informacyjny z programu DigENERGY pokazujący bilans energii w dniu 21.01.2023	101
Rys. 36. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 08.02.2023	102
Rys. 37. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02. 2023	102
Rys. 38. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02.2023	103
Rys. 39. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 08.02.2023	103
Rys. 40. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 08.02.2023	104

Rys. 41. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 10.01.2024	105
Rys. 42. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 10.01.2024	105
Rys. 43. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 10.01.2024	106
Rys. 44. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 10.01.2024	106
Rys. 45. Wykres przebiegu temperatury zewnętrznej w dniu 18.01.2024	107
Rys. 46. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 18.01.2024	107
Rys. 47. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 18.01.2024	108
Rys. 48. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02.2024	109
Rys. 49. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 08.02.2024	109
Rys. 50. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02.2024	110
Rys. 51. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 10.02.2024	111
Rys. 52. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 10.02.2024	111
Rys. 53. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 10.02.2024	112
Rys. 54. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 01.01.2025	113
Rys. 55. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 01.01.2025	113
Rys. 56. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 01.01.2025	114
Rys. 57. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 01.01.2025	114
Rys. 58. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 01.01.2025	115
Rys. 59. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 15.01.2025	116
Rys. 60. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 15.01.2025	116
Rys. 61. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 15.01.2025	117
Rys. 62. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 15.01.2025	117

Rys. 63. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 15.01.2025	118
Rys. 64. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 08.02.2025	119
Rys. 65. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła 08.02.2025	119
Rys. 66. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 08.02.2025	120
Rys. 67. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 08.02.2025	120
Rys. 68. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 08.02.2025	121
Rys. 69. Panel informacyjny z programu DigiENERGY pokazujący bilans energii w dniu 17.02.2025	122
Rys. 70. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu gruntowej pompy ciepła w dniu 17.02.2025	122
Rys. 71. Wykres przebiegu temperatur zasilania i powrotu powietrznej pompy ciepła w dniu 17.02.2025	123
Rys. 72. Wykres mocy gruntowej pompy ciepła w dniu 17.02.2025	123
Rys. 73. Wykres mocy powietrznej pompy ciepła w dniu 17.02.2025	124
Rys. 74. Bilans energii w aplikacji ViCare w wybranych dniach sezonu grzewczego 2022/2023	128
Rys. 75. Bilans energii w aplikacji Vicare w wybranych dniach sezonu grzewczego 2023/2024	129
Rys. 76. Bilans energii w aplikacji ViCare w wybranych dniach sezonu grzewczego 2024/2025	130
Rys. 77. Porównanie efektywności pracy układu powietrznej pompy ciepła z efektywnością pracy samego układu chłodniczego	132
Rys. 78. Wpływ średniodobowej wartości temperatury zewnętrznej na efektywność powietrznej pompy ciepła	133
Rys. 79. Wpływ średniodobowej wartości temperatury zewnętrznej na efektywność pracy gruntowej pompy ciepła	134
Rys. 80. Wpływ temperatury zasilania na efektywność pracy powietrznej pompy ciepła	135
Rys. 81. Wpływ temperatury zasilania na efektywność gruntowej pompy ciepła	136
Rys. 82. Diagramy obszarów efektywności ekonomicznej dla różnych wariantów zasilania budynków energooszczędnych	141
Rys. 83. Diagramy porównawcze obszarów efektywności ekonomicznej i ekologicznej wariantów badawczych	149

Rys. 84. Algorytm doboru układu zasilania budynku	153
Rys. 85. Diagramy obszarów zastosowania dla różnych źródeł zasilania systemu grzewczego	154
Rys. 86. Diagramy obszarów zastosowania źródeł zasilania w odniesieniu do badanego obiektu	159

Spis tabel

Tab. 1. Produkcja energii w Polsce (w PJ) w latach 2019-2023 z podziałem na źródła energii	9
Tab. 2. Produkcja energii w Polsce (w PJ) ze źródeł kopalnych w latach 2019-2023	9
Tab. 3. Produkcja energii w Polsce (w PJ) ze źródeł odnawialnych w latach 2019-2023.....	10
Tab. 4. Wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii dla systemów technicznych	18
Tab. 5. Wartości cząstkowe współczynnika energii pierwotnej (EP) w różnych typach budynków	25
Tab. 6. Wartości współczynnika przenikania ciepła dla nieprzezroczystych przegród budowlanych według Rozporządzenia	26
Tab. 7. Podstawowe dane dotyczące budynku	48
Tab. 8. Temperatuty projektowe	49
Tab. 9. Parametry techniczne pomp ciepła	50
Tab. 10. Dane techniczne liczników energii elektrycznej	52
Tab. 11. Parametry, techniczne modułów fotowoltaicznych	53
Tab. 12. Parametry techniczne inwertera	54
Tab. 13. Udział energii z PV w zasilaniu PC	74
Tab. 14. Metale ciężkie – źródła emisji i wpływ na zdrowie człowieka	78
Tab. 15. Uniknięta emisja gazów cieplarnianych i szkodliwych substancji dla produkcji prądu z instalacji PV	81
Tab. 16. Porównanie emisji przy różnych sposobach ogrzewania budynku w kg/MWh energii grzewczej	81
Tab. 17. Zastawienie danych o pracy pomp ciepła w wybranych dniach sezonów grzewczych	125
Tab. 18. Zestawienie porównawcze danych o pracy PPC z aplikacji monitorujących dla wybranych dni sezonów grzewczych	127

Załącznik 1.

Analiza ekonomiczna

Analiza ekonomiczna obejmuje zbiór wariantów budynków w trzech klasach energooszczędności:

- EU70 to budynek o zapotrzebowaniu jednostkowym energii użytkowej grzewczej na poziomie nie wyższym niż $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$;
- EU40 to tzw. budynek niskoenergetyczny, którego zapotrzebowanie jednostkowe energii grzewczej wynosi nie więcej niż $40 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$;
- Budynek pasywny to obiekt o zapotrzebowaniu na energię użytkową, dla zaspokojenia potrzeb ogrzewania, na poziomie nie wyższym niż $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$.

Klasy energooszczędności odnoszą się w tym przypadku do konstrukcji budynku, a wskaźnik energii użytkowej EU uwzględnia jedynie ilość energii potrzebnej do kompensacji strat przez przenikanie na przegrodach zewnętrznych oraz straty wentylacyjnej. Rodzaj ani sprawność instalacji zasilania oraz energia potrzebna do przygotowania ciepłej wody użytkowej nie są brane pod uwagę. Energia na CWU nie wpływa na klasę budynku i została doliczona w analizie jako dodatkowy składnik energii użytkowej.

Inaczej sytuacja się ma w przypadku budynków referencyjnych, które przy wykorzystaniu energii ze źródeł kopalnych muszą spełniać obecnie obowiązujące warunki techniczne w zakresie maksymalnego wskaźnika nieodnawialnej energii pierwotnej. W tym przypadku należy uwzględnić energię na ogrzewanie pomieszczeń oraz przygotowanie ciepłej wody użytkowej, a także sprawność instalacji CO, CWU i wskaźnik nakładu energii pierwotnej dla wykorzystywanego w budynku źródła energii. Tak skalkulowana wartość wskaźnika EP nie może przekraczać, dla budynków mieszkalnych jednorodzinnych, wartości $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$.

Analizę przeprowadzono w odniesieniu do dwóch obiektów referencyjnych. W pierwszym przypadku założono dobowe zużycie CWU na poziomie 60 litrów na osobę. Dla kotła gazowego kondensacyjnego jako źródła zasilania instalacji grzewczej i przygotowania ciepłej wody użytkowej, przyjęto sprawność instalacji na poziomie 90%. Wskaźnik energii pierwotnej w_i dla gazu ziemnego wynosi 1,1. Przyjęto ponadto, że w budynku jednorodzinnym, o powierzchni użytkowej 150 m^2 , mieszkać będzie pięcioosobowa rodzina. Dla tak przyjętych założeń, obliczono, że EU na potrzeby ogrzewania nie może przekroczyć wartości $23.2 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok})$. Mamy więc do czynienia z budynkiem mocno niskoenergetycznym, prawie pasywnym. Nieco inaczej sytuacja wygląda przy ograniczeniu dobowego zużycia ciepłej wody do 35 litrów na osobę i obniżeniu temperatury w zasobniku z 50°C do 45°C . Budynek o tej samej powierzchni, zamieszkały również przez 5 osób, zużywa mniej energii na

CWU, dzięki czemu ilość energii użytkowej do celów grzewczych, pozostająca do dyspozycji wynosi 39,9 kWh/(m²·rok). Mówimy więc w tym przypadku o górnej granicy budynku niskoenergetycznego. Przyjęto więc dwa obiekty odniesienia i przygotowano analizę finansową dla obu wariantów zużycia CWU.

Kolejnym źródłem różnicowania jest rodzaj rozliczenia prosumenckiego instalacji fotowoltaicznej zasilającej źródła ciepła w analizowanych wariantach. Dla obydwu opcji zużycia ciepłej wody przygotowano oddzielnie wariant rozliczenia w net-billingu i w net-meteringu.

Dzięki temu powstały 4 odrębne macierze wariantów, z których każda zawiera analizowane budynki w takich samych konfiguracjach:

- dla budynku EU70 założono dwa warianty zasilania

- I – biwalentny system zasilania z powietrzną pompą ciepła i kotłem gazowym w roli źródła szczytowego, założono udział kotła gazowego, zarówno dla ogrzewania jak i przygotowania ciepłej wody użytkowej, na poziomie 10%, pozostałe 90% energii generowane przez PPC

- II – układ monowalentny z gruntową pompą ciepła

- dla budynku EU40 również przygotowano dwa warianty zasilania

- III – układ monoenergetyczny – powietrzna pompa ciepła generująca 90% energii, wspomagana grzałką elektryczną z udziałem w produkcji energii wynoszącym 10%

- IV – układ monowalentny z gruntową pompą ciepła

- dla budynku pasywnego

- V – układ grzewczy oparty na pompach ciepła typu powietrze-powietrze, czyli klasyczny multi-split (klimatyzacja z funkcją grzania)

- VI – ogrzewanie elektryczne grzejnikowe

Każdy z wariantów zasilania I-VI został podzielony na podwarianty w zależności od sposobu zasilania urządzeń elektrycznych

- a – 100% zasilania z sieci elektroenergetycznej

- b – 30% energii elektrycznej z instalacji PV, 70% z sieci elektroenergetycznej

- c – 50 % energii elektrycznej z instalacji PV i 50% z sieci

d – 100% energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej, przy czym chodzi o bilans produkcji z instalacji PV i zużycia energii przez urządzenia grzewcze, nie o rzeczywiste zasilanie urządzeń prądem z fotowoltaiki na bieżąco.

Dla rozliczenia przyjęto ceny energii;

- z gazu 0,40 PLN/kWh

- z prądu sieciowego 1,16 PLN/kWh

- z rozliczenia prosumenckiego

net-metering 0,00 PLN/kWh

net-biling 0,54 PLN/kWh

Ceny energii w rozliczeniu prosumencki wynikają z założenia, że autokonsumpcja energii elektrycznej, wytwarzanej przez instalację PV, wynosi co najmniej 30%, a w rozliczeniu net-bilingowym energia oddawana do sieci jest trzykrotnie tańsza niż energia pobierana przez prosumenta. W systemie rozliczenia net-metering bilans energii jest bezkosztowy, gdyż instalacja produkuje i oddaje do sieci odpowiednią nadwyżkę energii, w stosunku do ilości prądu pobieranego z sieci na potrzeby zasilania urządzeń grzewczych.

Pierwsza karta zawiera wyliczenia kosztów dla poszczególnych wariantów obliczeniowych oraz dla obiektu bazowego. Pierwsza z tabel przedstawia wyliczenia dla obiektów przy dobowym zużyciu CWU na poziomie 60l/os. i odzwierciedla koszty budynków dla analiz zawartych w kartach 1A i 1B. Z kolei druga tabela zawiera wyliczenia dla obniżonego zużycia CWU – 35l/os. i odzwierciedla koszty budynków dla analiz finansowych zawartych w kartach 1C i 1D. Na kolejnej karcie znajdują się zestawienia określające różnice kosztów budowy wszystkich wariantów obliczeniowych względem obiektów referencyjnych. Pierwsza tabela przy wyższym zapotrzebowaniu na CWU, druga przy obniżonym zapotrzebowaniu na CWU.

Kolejne karty zawierają analizę ekonomiczną rozpatrywanych wariantów. Po lewej stronie tabeli znajdują się dane dotyczące ilości energii zużywanej przez budynek, zaś po prawej informacje finansowe. W górnej części arkusza znajdują się parametry układu odniesienia, a następnie przedstawiono wszystkie 24 warianty zasilania z macierzy wariantów, od Ia do VIId, według wcześniejszego opisu.

Karta 1A zawiera analizę macierzy wariantów dla budynków przy dobowym zużyciu CWU 60 l/os., z rozliczeniem net-meteringowym

Karta 1B zawiera analizę macierzy wariantów dla budynków przy dobowym zużyciu CWU 60 l/os., z rozliczeniem net-bilingowym

Karta 1C zawiera analizę macierzy wariantów dla budynków przy dobowym zużyciu CWU 35 l/os., z rozliczeniem net-meteringowym

Karta 1D zawiera analizę macierzy wariantów dla budynków przy dobowym zużyciu CWU 35 l/os., z rozliczeniem net-bilingowym

Warto zauważyć, że dla wariantów z obniżonym zużyciem CWU mamy tańszy obiekt odniesienia, co rzutuje na opłacalność rozwiązań energooszczędnych.

Każdy z wariantów obliczeniowych został oznaczony odpowiednim kolorem, w zależności od wyniku analizy finansowej. Warianty zaznaczone na kolor zielony dają zysk po 25 latach przekraczający 30 000 PLN. Warianty oznaczone kolorem niebieskim to opcje zwracające się w czasie krótszym niż 25 lat, ale generujące zysk przez oszczędność niższy niż 30 000 PLN. Na żółto zostały zaznaczone te warianty, których okres zwrotu wynosi ponad 25 lat oraz te, które nie zwracają się wcale ze względu na wyższe koszty początkowe i/lub wyższe koszty energii. Kolorem różowym oznaczono warianty, które nie spełniają WT2021 ze względu na przekroczenie wskaźnika EP.

Załącznik 1 – Analiza ekonomiczna

1. Koszty budowy obiektów i instalacji dla wariantów badawczych i wariantu bazowego oraz różnice w kosztach w odniesieniu do wariantu bazowego

Budynek mieszkalny jednorodzinny 150m ² - porównanie kosztów różnych standardów dla arkuszy 1A i 1B											
Standard budynku		instalacja grzewcza	źródło ciepła		wentylacja	instalacja elektryczna					
EP=70 kWh/(m ² ·rok)	niskoenergetyczny EU23	grzejniki	kocioł gazowy kondensacyjny (z osprzętem)		mechaniczna	prąd sieciowy					
Koszt PLN	969 400,00	15 000,00	15 000,00		25 000,00	w kosztach budowy obiektu					
EU=70 kWh/(m ² ·rok)	energooszczędny	podłógówka	powietrzna pompa ciepła + kocioł gazowy	gruntowa pompa ciepła (pionowy wymiennik)	grawitacyjna	instalacja PV 30% + sieć 70%		instalacja PV 50% + sieć 50%		instalacja PV 100%	
						PPC+kocioł	GPC	PPC+kocioł	GPC	PPC+kocioł	GPC
Koszt PLN	849 600,00	27 000,00	76 260,00	102 320,00	w kosztach budowy	6200,00	4800,00	10360,00	8000,00	20680,00	16000,00
Różnica PLN	-119 800,00	12 000,00	61 260,00	87 320,00	-25 000,00	6 200,00	4 800,00	10 360,00	8 000,00	20 680,00	16 000,00
EU=40 kWh/(m ² ·rok)	niskoenergetyczny	podłógówka	powietrzna pompa ciepła + grzałka	gruntowa pompa ciepła	nawiewno-wywiewna z odzyskiem ciepła	instalacja PV 30% + sieć 70%		instalacja PV 50% + sieć 50%		instalacja PV 100%	
						PPC+grzałka	GPC	PPC+grzałka	GPC	PPC+grzałka	GPC
Koszt PLN	925 700,00	25 000,00	48 000,00	64 000,00	25 000,00	7 400,00	3 800,00	12 200,00	6 200,00	24 000,00	12 200,00
Różnica PLN	-43 700,00	10 000,00	33 000,00	49 000,00	0,00	7 400,00	3 800,00	12 200,00	6 200,00	24 000,00	12 200,00
EU=15 kWh/(m ² ·rok)	pasywny	brak	powietrzna pompa ciepła	ogrzewanie elektryczne	nawiewno-wywiewna z odzyskiem ciepła	instalacja PV 30% + sieć 70%		instalacja PV 50% + sieć 50%		instalacja PV 100%	
						PPC	elektryczne	PPC	elektryczne	PPC	elektryczne
Koszt PLN	990 000,00	0,00	35 000,00	5 000,00	25 000,00	4 200,00	11 200,00	7 000,00	18 600,00	14 000,00	37 000,00
Różnica PLN	20 600,00	-15 000,00	20 000,00	-10 000,00	0,00	4 200,00	11 200,00	7 000,00	18 600,00	14 000,00	37 000,00

Budynek mieszkalny jednorodzinny 150m ² - porównanie kosztów różnych standardów dla arkuszy 1C i 1D											
	Standard budynku	instalacja grzewcza	źródło ciepła		wentylacja	instalacja elektryczna					
EP=70 kWh/(m ² ·rok)	Budynek referencyjny – obiekt odniesienia WT2021	grzejniki	kocioł gazowy kondensacyjny (z osprzętem)		mechaniczna	prąd sieciowy					
Koszt PLN	925 700,00	15 000,00	15 000,00		25 000,00	w kosztach budowy obiektu					
EU=70 kWh/(m ² ·rok)	energooszczędny	podłógówka	powietrzna pompa ciepła + kocioł gazowy	gruntowa pompa ciepła (pionowy wymiennik)	grawitacyjna	instalacja PV 30% + sieć 70%		instalacja PV 50% + sieć 50%		instalacja PV 100%	
						PPC+kocioł	GPC	PPC+kocioł	GPC	PPC+kocioł	GPC
Koszt PLN	849 600,00	27 000,00	76 260,00	102 320,00	w kosztach budowy	5 650,00	3 700,00	9 400,00	6 200,00	18 760,00	12 500,00
Różnica PLN	-76 100,00	12 000,00	61 260,00	87 320,00	-25 000,00	5 650,00	3 700,00	9 400,00	6 200,00	18 760,00	12 500,00
EU=40 kWh/(m ² ·rok)	niskoenergetyczny	podłógówka	powietrzna pompa ciepła + grzałka	gruntowa pompa ciepła	nawiewno-wywiewna z odzyskiem ciepła	instalacja PV 30% + sieć 70%		instalacja PV 50% + sieć 50%		instalacja PV 100%	
						PPC+grzałka	GPC	PPC+grzałka	GPC	PPC+grzałka	GPC
Koszt PLN	925 700,00	25 000,00	48 000,00	64 000,00	25 000,00	5 600,00	2 600,00	9 300,00	4 300,00	18 600,00	8 700,00
Różnica PLN	0,00	10 000,00	33 000,00	49 000,00	0,00	5 600,00	2 600,00	9 300,00	4 300,00	18 600,00	8 700,00
EU=15 kWh/(m ² ·rok)	pasywny	brak	powietrzna pompa ciepła	ogrzewanie elektryczne	nawiewno-wywiewna z odzyskiem ciepła	instalacja PV 30% + sieć 70%		instalacja PV 50% + sieć 50%		instalacja PV 100%	
						PPC	elektryczne	PPC	elektryczne	PPC	elektryczne
Koszt PLN	990 000,00	0,00	35 000,00	5 000,00	25 000,00	2 600,00	7 300,00	4 400,00	12 150,00	8 800,00	24 250,00
Różnica PLN	64 300,00	-15 000,00	20 000,00	-10 000,00	0,00	2 600,00	7 300,00	4 400,00	12 150,00	8 800,00	24 250,00

Załącznik 1 – Analiza ekonomiczna

2. Różnice kosztów wariantów badawczych w stosunku do wariantu bazowego, zgodnego z WT2021

Warianty dla arkuszy 1A i 1B

różnica w kosztach względem budynku referencyjnego

Ia	Ib	Ic	Id	IIa	IIb	IIc	IId
-71540,00	-65340,00	-61180,00	-50860,00	-45480,00	-40680,00	-37480,00	-29480,00
IIIa	IIIb	IIIc	IIId	IVa	IVb	IVc	IVd
-700,00	6700,00	11500,00	23300,00	15300,00	19100,00	21500,00	27500,00
Va	Vb	Vc	Vd	VIa	VIb	VIc	VId
25600,00	29800,00	32600,00	39600,00	-4400,00	6800,00	14200,00	32600,00

Warianty dla arkuszy 1C i 1D

różnica w kosztach względem budynku referencyjnego

Ia	Ib	Ic	Id	IIa	IIb	IIc	IId
-27840,00	-22190,00	-18440,00	-9080,00	-1780,00	1920,00	4420,00	10720,00
IIIa	IIIb	IIIc	IIId	IVa	IVb	IVc	IVd
43000,00	48600,00	52300,00	61600,00	59000,00	61600,00	63300,00	67700,00
Va	Vb	Vc	Vd	VIa	VIb	VIc	VId
69300,00	71900,00	73700,00	78100,00	39300,00	46600,00	51450,00	63550,00

ZaŁ. 1 - Analiza ekonomiczna

KARTA1A

Zużycie CWU 60l/osobę/dobę energia z PV z uwzględnieniem bilansu sieciowego w net-meteringu sCOP PPC: CO - 3,0, CWU - 2,5 sCOP GPC: CO - 6,0, CWU - 3,5																		
Klasa budynku	urządzenia	ogrzewanie [kWh/rok]			ciepła woda - 5 osób [kWh/rok]			razem energia [kWh/rok]			EP	koszt [PLN/rok]			dodatkowe koszty/zysk przez oszczędność	dodatkowe koszty/zysk przez oszczędność	Prosty okres zwrotu	Zysk po 25 latach
Budynek referencyjne WT2021 - EP70 to daje EU ok. 56,26 (23,2+34,06)	kocioł gazowy	EU	EK	EP	EU	EK	EP	EU	EK	EP	kWh/(m²·rok)	CO	CWU	Razem	roczny bilans kosztów energii	bilans kosztów budowy wariantu w stosunku do obiektu odnienienia		
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	7189.6	5110.0	3517.4	5092.0	15610.0	7046.6	12281.6	81.9	3207.17	2330.52	5537.69	1719.69	71540.00	obiekt tańszy na wstępie, ale z wyższymi kosztami energii	28547.81
Wariant Ia: kocioł gazowy +PPC (100% sieć)	pompa ciepła sieć	9450.0	2362.5	5906.3	3038.0	1215.2	2470.0	12488.0	3577.7	8376.3		2740.50	1409.63	4150.13				
	kocioł gazowy	1050.0	1166.7	1283.3	2072.0	2302.2	2622.0	3122.0	3468.9	3905.3		466.67	920.89	1387.56				
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	5417.7	5110.0	3517.4	4748.6	15610.0	7046.6	10166.3	67.8	2385.02	1907.63	4292.65	474.65	65340.00	obiekt tańszy na wstępie, ale z wyższymi kosztami energii	53473.80
Wariant Ib: kocioł +PPC (30% PV)	pompa ciepła PV	2835.0	708.8	0.0	911.4	364.6	0.0	3746.4	1073.3	0.0		0.00	0.00	0.00				
	kocioł gazowy	6615.0	1653.8	4134.4	2126.6	850.6	2126.6	8741.6	2504.4	6261.0		1918.35	986.74	2905.09				
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	4236.5	5110.0	3517.4	4141.0	15610.0	7046.6	8377.5	55.8	1836.92	1625.70	3462.62	355.38	61180.00	obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	70064.46
Wariant Ic: Kocioł +PPC(50% PV)	pompa ciepłaPV	4725.0	1181.3	0.0	1519.0	607.6	0.0	6244.0	1788.9	0.0		0.00	0.00	0.00				
	kocioł gazowy	4725.0	1181.3	2953.1	1519.0	607.6	1519.0	6244.0	1788.9	4472.1		1370.25	704.82	2075.07				
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	1283.3	5110.0	3517.4	2622.0	15610.0	7046.6	3905.3	26.0	466.67	920.89	1387.56	2430.44	50860.00	obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	111621.11
Wariant Id: kocioł+PPC (100% PV)	pompa ciepła PV	9450.0	2362.5	0.0	3038.0	1215.2	0.0	12488.0	3577.7	0.0		0.00	0.00	0.00				
	kocioł gazowy	1050.0	1166.7	1283.3	2072.0	2302.2	2622.0	3122.0	3468.9	3905.3		466.67	920.89	1387.56				
Budynke energooszczędny EU70	pompa ciepła sieć	10500.0	1750.0	4375.0	5110.0	1460.0	3650.0	15610.0	3210.0	8025.0	53.5	2030.00	1693.60	3723.60	94.40	45480.00	obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	47840.00
Wariant IIa: GPC (100% sieć)																		
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	1750.0	3062.5	5110.0	1460.0	2555.0	15610.0	3210.0	5617.5	37.5	1421.00	1185.52	2606.52	1211.48	40680.00	obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	70967.00
Wariant IIb: GPC (30% PV)	pompa ciepła PV	3150.0	525.0	0.0	1533.0	438.0	0.0	4683.0	963.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	7350.0	1225.0	3062.5	3577.0	1022.0	2555.0	10927.0	2247.0	5617.5		1421.00	1185.52	2606.52				
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	1750.0	2187.5	5110.0	1460.0	1825.0	15610.0	3210.0	4012.5	26.8	1015.00	846.80	1861.80	1956.20	37480.00	obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	86385.00
Wariant IIc: GPC (50%PV)	pompa ciepła PV	5250.0	875.0	0.0	2555.0	730.0	0.0	7805.0	1605.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	5250.0	875.0	2187.5	2555.0	730.0	1825.0	7805.0	1605.0	4012.5		1015.00	846.80	1861.80				
Budynek energooszczędny EU70	pompa ciepła PV	10500.0	1750.0	0.0	5110.0	1460.0	0.0	15610.0	3210.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	3818.00	29480.00	obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	124930.00
Wariant IIId:GPC (100% PV)																		
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	4875.0	5110.0	2350.6	5876.5	11110.0	4300.6	10751.5	71.7	2262.00	2726.70	4988.70	1170.70	700.00	nigdy się nie zwróci, obiekt tańszy ale koszty energii wyższe	-28567.40
Wariant IIIa: PPC + grzałka (100% sieć)	pompa ciepła	5400.0	1350.0	3375.0	4599.0	1839.6	4599.0	9999.0	3189.6	7974.0		1566.00	2133.94	3699.94				
	grzałka	600.0	600.0	1500.0	511.0	511.0	1277.5	1111.0	1111.0	2777.5		696.00	592.76	1288.76				
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	3412.5	5110.0	2350.6	4113.6	11110.0	4300.6	7526.1	50.2	1583.40	1908.69	3492.09	325.91	6700.00	20.6	-14847.82
Wariant IIIb: PPC + grzałka (30% PV)	pompa ciepła PV	1620.0	405.0	0.0	1379.7	551.9	0.0	2999.7	956.9	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	3780.0	945.0	2362.5	3219.3	1287.7	3219.3	6999.3	2232.7	5581.8		1096.20	1493.76	2589.96				
Budynek niskoenergetyczny EU40	grzałak PV	180.0	180.0	0.0	153.3	153.3	0.0	333.3	333.3	0.0	35.8	0.00	0.00	0.00	1323.65	11500.00	8.7	21591.30
Wariant IIIc: PPC + grzałka (50% PV)	grzałak sieć	420.0	420.0	1050.0	357.7	357.7	894.3	777.7	1944.3	487.20		414.93	902.13					
	razem	6000.0	2400.0	2437.5	5110.0	2350.6	2938.3	11110.0	4300.6	5375.8		1131.00	1363.35	2494.35				
Budynek niskoenergetyczny EU40	pompa ciepła PV	2700.0	675.0	0.0	2299.5	919.8	0.0	4999.5	1594.8	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	3818.00	23300.00	6.1	72150.00
Wariant IIId: PPC + grzałka 100% PV	pompa ciepła sieć	2700.0	675.0	1687.5	2299.5	919.8	2299.5	4999.5	1594.8	3987.0		783.00	1066.97	1849.97				
	grzałka PV	300.0	300.0	0.0	255.5	255.5	0.0	555.5	555.5	0.0		0.00	0.00	0.00				
Budynek niskoenergetyczny EU40	grzałka sieć	300.0	300.0	750.0	255.5	255.5	638.8	555.5	555.5	1388.8	348.00	296.38	644.38					
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	0.0	5110.0	2350.6	0.0	11110.0	4300.6	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	3818.00	23300.00	6.1	72150.00
Wariand IIId: PPC + grzałka 100% PV	pompa ciepła PV	5400.0	1350.0	0.0	4599.0	1839.6	0.0	9999.0	3189.6	0.0		0.00	0.00	0.00				
	grzałak PV	600.0	600.0	0.0	511.0	511.0	0.0	1111.0	1111.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
Budynek niskoenergetyczny EU40	pompa ciepła	6000.0	1000.0	2500.0	5110.0	1460.0	3650.0	11110.0	2460.0	6150.0	41.0	1160.00	1693.60	2853.60	964.40	15300.00	15.9	8810.00
Wariant IVa: GPC (100% sieć)																		
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1000.0	1750.0	5110.0	1460.0	2555.0	11110.0	2460.0	4305.0	28.7	812.00	1185.52	1997.52	1820.48	19100.00	10.5	26412.00
Wariant IVb: GPC (30% PV)	pompa ciepła PV	1800.0	300.0	0.0	1533.0	438.0	0.0	3333.0	738.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
	Pompa ciepła sieć	4200.0	700.0	1750.0	3577.0	1022.0	2555.0	7777.0	1722.0	4305.0		812.00	1185.52	1997.52				
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1000.0	1250.0	5110.0	1460.0	1825.0	11110.0	2460.0	3075.0	20.5	580.00	846.80	1426.80	2391.20	21500.00	9.0	38280.00
Wariant IVc: GPC (50% PV)	pompa ciepła PV	3000.0	500.0	0.0	2555.0	730.0	0.0	5555.0	1230.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	3000.0	500.0	1250.0	2555.0	730.0	1825.0	5555.0	1230.0	3075.0		580.00	846.80	1426.80				
Budynek niskoenergetyczny EU40	pompa ciepła PV	6000.0	1000.0	0.0	5110.0	1460.0	0.0	11110.0	2460.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	3818.00	27500.00	7.2	67950.00
Wariant IVd: GPC (100% PV)																		
Budynek pasywny EU15	pampa ciepła sieć	2250.0	562.5	1406.3	5110.0	2044.0	5110.0	7360.0	2606.5	6516.3	43.4	652.50	2371.04	3023.54	794.46	25600.00	32.2	-5738.50
Wariant Va: PPC (100% sieć)																		
Budynek pasywny EU15	razem	2250.0	562.5	984.4	5110.0	2044.0	3577.0	7360.0	2606.5	4561.4	30.4	456.75	1659.73	2116.48	1701.52	29800.00	17.5	12738.05
Wariant Vb:PPC (30% PV)	pompa ciepła PV	675.0	168.8	0.0	1533.0	613.2	0.0	2208.0	782.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	1575.0	393.8	984.4	3577.0	1430.8	3577.0	5152.0	1824.6	4561.4		456.75	1659.73	2116.48				
Budynek pasywny EU15	razem	2250.0	562.5	703.1	5110.0	2044.0	2555.0	7360.0	2606.5	3258.1	21.7	326.25	1185.52	1511.77	2306.23	32600.00	14.1	25055.75
Wariant Vc: PPC (50% PV)	pompa ciepła PV	1125.0	281.3	0.0	2555.0	1022.0	0.0	3680.0	1303.3	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	1125.0	281.3	703.1	2555.0	1022.0	2555.0	3680.0	1303.3	3258.1		326.25	1185.52	1511.77				
Budynek pasywny EU15	pompa ciepła PV	2250.0	562.5	0.0	5110.0	2044.0	0.0	73										

Zař. 1 - Analiza ekonomiczna

KARTA 1B

Zużycie CWU 60l/osobę/dobę energia z PV z uwzględnieniem bilansu sieciowego w net-billingu sCOP PPC: CO - 3,0, CWU - 2,5 sCOP GPC: CO - 6,0, CWU - 3,5																		
Klasa budynku	urządzenia	ogrzewanie [kWh/rok]			ciepła woda - 5 osób [kWh/rok]			razem energia [kWh/rok]			EP	koszt [PLN/rok]			dodatkowe koszty/zysk przez oszczędność	dodatkowe koszty/zysk przez oszczędność	Prosty okres zwrotu	Zysk po 25 latach
Budynek referencyjne WT2021 - EP70 to daje EU ok. 57.26 (23.2+34.06)	kocioł gazowy	EU	EK	EP	EU	EK	EP	EU	EK	EP	kWh/(m²·rok)	CO	CWU	Razem	roczny bilans kosztów energii	bilans kosztów budowy wariantu w stosunku do obiektu odnienienia		
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	7189.6	5110.0	3517.4	5092.0	15610.0	7046.6	12281.6	81.9	3207.17	2330.52	5537.69	1719.69	71540.00	Objekt tańszy na wstępie, ale z wyższymi kosztami energii	28547.81
Wariant Ia: kocioł gazowy +PPC (100% sieć)	pompa ciepła sieć	9450.0	2362.5	5906.3	3038.0	1215.2	2470.0	12488.0	3577.7	8376.3		2740.50	1409.63	4150.13				
	kocioł gazowy	1050.0	1166.7	1283.3	2072.0	2302.2	2622.0	3122.0	3468.9	3905.3		466.67	920.89	1387.56				
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	5417.7	5110.0	3517.4	4748.6	15610.0	7046.6	10166.3	67.8	2770.61	2105.97	4876.57	1058.57	65340.00	Objekt tańszy na wstępie, ale z wyższymi kosztami energii	38875.71
Wariant Ib: kocioł +AHP (30%PV)	pompa ciepła PV	2835.0	708.8	0.0	911.4	364.6	0.0	3746.4	1073.3	0.0		385.59	198.34	583.92				
	pompa ciepła sieć	6615.0	1653.8	4134.4	2126.6	850.6	2126.6	8741.6	2504.4	6261.0		1918.35	986.74	2905.09				
	kocioł gazowy	1050.0	1166.7	1283.3	2072.0	2302.2	2622.0	3122.0	3468.9	3905.3		466.67	920.89	1387.56				
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	4236.5	5110.0	3517.4	4141.0	15610.0	7046.6	8377.5	55.8	2479.56	1956.26	4435.83	617.83	61180.00	Objekt tańszy na wstępie, ale z wyższymi kosztami energii	45734.31
Wariant Ic: Kocioł +PPC (50%PV)	pompa ciepłaPV	4725.0	1181.3	0.0	1519.0	607.6	0.0	6244.0	1788.9	0.0		642.65	330.56	973.21				
	pompa ciepła sieć	4725.0	1181.3	2953.1	1519.0	607.6	1519.0	6244.0	1788.9	4472.1		1370.25	704.82	2075.07				
	kocioł gazowy	1050.0	1166.7	1283.3	2072.0	2302.2	2622.0	3122.0	3468.9	3905.3		466.67	920.89	1387.56				
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	1283.3	5110.0	3517.4	2622.0	15610.0	7046.6	3905.3	26.0	1751.96	1582.01	3333.97	484.03	50860.00	Objekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	62960.81
Wariant Id: kocioł+PPC (100% PV)	pompa ciepła PV	9450.0	2362.5	0.0	3038.0	1215.2	0.0	12488.0	3577.7	0.0		1285.29	661.12	1946.41				
	kocioł gazowy	1050.0	1166.7	1283.3	2072.0	2302.2	2622.0	3122.0	3468.9	3905.3		466.67	920.89	1387.56				
Budyne energooszczędny EU70	pompa ciepła sieć	10500.0	1750.0	4375.0	5110.0	1460.0	3650.0	15610.0	3210.0	8025.0	53.5	2030.00	1693.60	3723.60	94.40	45480.00	Objekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	47840.00
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	1750.0	3062.5	5110.0	1460.0	2555.0	15610.0	3210.0	5617.5	37.5	1706.62	1423.81	3130.43	687.57	40680.00	Objekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	57869.24
Wariant IIb: GPC (30% PV)	pompa ciepła PV	3150.0	525.0	0.0	1533.0	438.0	0.0	4683.0	963.0	0.0		285.62	238.29	523.91				
	pompa ciepła sieć	7350.0	1225.0	3062.5	3577.0	1022.0	2555.0	10927.0	2247.0	5617.5		1421.00	1185.52	2606.52				
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	1750.0	2187.5	5110.0	1458.6	1825.0	15605.0	3208.6	4012.5	26.8	1491.04	1242.29	2733.33	1084.67	37480.00	Objekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	64596.82
Wariant IIc: GPC (50%PV)	pompa ciepła PV	5250.0	875.0	0.0	2555.0	730.0	0.0	7805.0	1605.0	0.0		476.04	397.15	873.18				
	pompa ciepła sieć	5250.0	875.0	2187.5	2550.0	728.6	1825.0	7800.0	1603.6	4012.5		1015.00	845.14	1860.14				
Budynek energooszczędny EU70	pompa ciepła PV	10500.0	1750.0	0.0	5110.0	1460.0	0.0	15610.0	3210.0	0.0	0.0	952.07	794.30	1746.37	2071.63	29480.00	Objekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	81270.79
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	4875.0	5110.0	2350.6	5876.5	11110.0	4300.6	10751.5	71.7	2262.00	2726.70	4988.70	1170.70	700.00	Nigdy się nie zwróci, obiekt tańszy ale koszty energii wyższe	-28567.40
Wariant IIIa: PPC + grzałka (100% sieć)	pompa ciepła	5400.0	1350.0	3375.0	4599.0	1839.6	4599.0	9999.0	3189.6	7974.0		1566.00	2133.94	3699.94				
	grzałka	600.0	600.0	1500.0	511.0	511.0	1277.5	1111.0	1111.0	2777.5		696.00	592.76	1288.76				
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	3412.5	5110.0	2350.6	4113.6	11110.0	4300.6	7526.1	50.2	1901.66	2292.33	4194.00	376.00	6700.00	Nigdy się nie zwróci, obiekt droższy w budowie i koszty energii wyższe	-16099.92
Wariant IIIb: PPC + grzałka (30% PV)	pompa ciepła PV	1620.0	405.0	0.0	1379.7	551.9	0.0	2999.7	956.9	0.0		220.34	300.24	520.58				
	pompa ciepła sieć	3780.0	945.0	2362.5	3219.3	1287.7	3219.3	6999.3	2232.7	5581.8		1096.20	1493.76	2589.96				
	grzałak PV	180.0	180.0	0.0	153.3	153.3	0.0	333.3	333.3	0.0		97.93	83.40	181.33				
	grzałak sieć	420.0	420.0	1050.0	357.7	357.7	894.3	777.7	777.7	1944.3		487.20	414.93	902.13				
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	2437.5	5110.0	2350.6	2938.3	11110.0	4300.6	5375.8	35.8	1661.44	2002.76	3664.20	153.80	11500.00	74.8	-7654.93
Wariant IIIc: PPC + grzałka 50% PV	pompa ciepła PV	2700.0	675.0	0.0	2299.5	919.8	0.0	4999.5	1594.8	0.0		367.23	500.41	867.63				
	pompa ciepła sieć	2700.0	675.0	1687.5	2299.5	919.8	2299.5	4999.5	1594.8	3987.0		783.00	1066.97	1849.97				
	grzałka PV	300.0	300.0	0.0	255.5	255.5	0.0	555.5	555.5	0.0		163.21	139.00	302.21				
	grzałka sieć	300.0	300.0	750.0	255.5	255.5	638.8	555.5	555.5	1388.8		348.00	296.38	644.38				
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	0.0	5110.0	2350.6	0.0	11110.0	4300.6	0.0	0.0	1060.88	1278.82	2339.70	1478.30	23300.00	15.8	13657.54
Wariand IIId: PPC + grzałka 100% PV	pompa ciepła PV	5400.0	1350.0	0.0	4599.0	1839.6	0.0	9999.0	3189.6	0.0		734.45	1000.82	1735.27				
	grzałak PV	600.0	600.0	0.0	511.0	511.0	0.0	1111.0	1111.0	0.0		326.42	278.00	604.43				
Budynek niskoenergetyczny EU40	pompa ciepła	6000.0	1000.0	2500.0	5110.0	1460.0	3650.0	11110.0	2460.0	6150.0	41.0	1160.00	1693.60	2853.60	964.40	15300.00	15.9	8810.00
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1000.0	1750.0	5110.0	1460.0	2555.0	11110.0	2460.0	4305.0	28.7	975.21	1423.81	2399.02	1418.98	19100.00	13.5	16374.46
Wariant IVb: GPC (30% PV)	pompa ciepła PV	1800.0	300.0	0.0	1533.0	438.0	0.0	3333.0	738.0	0.0		163.21	238.29	401.50				
	Pompa ciepła sieć	4200.0	700.0	1750.0	3577.0	1022.0	2555.0	7777.0	1722.0	4305.0		812.00	1185.52	1997.52				
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1000.0	1250.0	5110.0	1460.0	1825.0	11110.0	2460.0	3075.0	20.5	852.02	1243.95	2095.97	1722.03	21500.00	12.5	21550.77
Wariant IVc: GPC (50% PV)	pompa ciepła PV	3000.0	500.0	0.0	2555.0	730.0	0.0	5555.0	1230.0	0.0		272.02	397.15	669.17				
	pompa ciepła sieć	3000.0	500.0	1250.0	2555.0	730.0	1825.0	5555.0	1230.0	3075.0		580.00	846.80	1426.80				
Budynek niskoenergetyczny EU40	pompa ciepła PV	6000.0	1000.0	0.0	5110.0	1460.0	0.0	11110.0	2460.0	0.0	0.0	544.04	794.30	1338.34	2479.66	27500.00	11.1	34491.54
Budynek pasywny EU15	pampa ciepła sieć	2250.0	562.5	1406.3	5110.0	2044.0	5110.0	7360.0	2606.5	6516.3	43.4	652.50	2371.04	3023.54	794.46	25600.00	32.2	-5738.50
Budynek pasywny EU15	razem	2250.0	562.5	984.4	5110.0	2044.0	3577.0	7360.0	2606.5	4561.4	30.4	548.56	1993.33	2541.89	1276.11	29800.00	23.4	2102.75
Wariant Vb: PPC (30% PV)	pompa ciepła PV	675.0	168.8	0.0	1533.0	613.2	0.0	2208.0	782.0	0.0		91.81	333.61	425.41				
	pompa ciepła sieć	1575.0	393.8	984.4	3577.0	1430.8	3577.0	5152.0	1824.6	4561.4		456.75	1659.73	2116.48				
Budynek pasywny EU15	razem	2250.0	562.5	703.1	5110.0	2044.0	2555.0	7360.0	2606.5	3258.1	21.7	479.26	1741.53	2220.79	1597.21	32600.00	20.4	7330.25
Wariant Vc: PPC (50% PV)	pompa ciepła PV	1125.0	281.3	0.0	2555.0	1022.0	0.0	3680.0	1303.3	0.0		153.01						

Zużycie CWU 35l/osobę/dobę energia z PV z uwzględnieniem bilansu sieciowego w net-meteringu sCOP PPC: CO - 3,0, CWU - 2,5 sCOP GPC: CO - 6,0, CWU - 3,5																		
Klasa budynku	urządzenia	ogrzewanie [kWh/rok]			ciepła woda - 5 osób [kWh/rok]			razem energia [kWg/rok]			EP	koszt [PLN/rok]			dodatkowy koszt/zysk przez oszczędność	dodatkowe koszty/zysk przez oszczędność	Prosty okres zwrotu	Zysk po 25 latach
Budynek referencyjne WT2021 - EP70 to daje EU ok. 57.27 (39.94+17.33)	kocioł gazowy	EU	EK	EP	EU	EK	EP	EU	EK	EP	kWh/(m²·rok)	CO	CWU	Razem	roczny bilans kosztów energii	bilans kosztów budynku w stosunku do obiektu odniesienia		
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	7189.6	2600.0	1816.5	2842.7	13100.0	5345.7	10032.3	66.9	3207.17	1185.05	4392.21	574.03	27840.00	Obiekt tańszy na wstępie, ale z wyższymi kosztami energii	13489.14
Wariant Ia: kocioł gazowy +PPC (100% sieć)	pompa ciepła sieć	9450.0	2362.5	5906.3	1508.0	603.2	1508.0	10958.0	2965.7	7414.3		2740.50	699.71	3440.21				
	kocioł gazowy	1050.0	1166.7	1283.3	1092.0	1213.3	1334.7	2142.0	2380.0	2618.0		466.67	485.33	952.00				
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	5417.7	2600.0	1816.5	2390.3	13100.0	5345.7	7808.0	52.1	2385.02	975.13	3360.15	458.03	22190.00	Obiekt tańszy na wstępie, ale z wyższymi kosztami energii	33640.73
Wariant Ib: kocioł +PPC (30% PV)	pompa ciepła PV	2835.0	708.8	0.0	452.4	181.0	0.0	3287.4	889.7	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	6615.0	1653.8	4134.4	1055.6	422.2	1055.6	7670.6	2076.0	5190.0		1918.35	489.80	2408.15				
	kocioł gazowy	1050.0	1166.7	1283.3	1092.0	1213.3	1334.7	2142.0	2380.0	2618.0	466.67	485.33	952.00					
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	4236.5	2600.0	1816.5	2088.7	13100.0	5345.7	6325.1	42.2	1836.92	835.19	2672.11	1146.07	18440.00	Obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	47091.79
Wariant Ic: Kocioł +PPC (50% PV)	pompa ciepłaPV	4725.0	1181.3	0.0	754.0	301.6	0.0	5479.0	1482.9	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	4725.0	1181.3	2953.1	754.0	301.6	754.0	5479.0	1482.9	3707.1		1370.25	349.86	1720.11				
	kocioł gazowy	1050.0	1166.7	1283.3	1092.0	1213.3	1334.7	2142.0	2380.0	2618.0	466.67	485.33	952.00					
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	3529.2	1283.3	2600.0	1816.5	1334.7	13100.0	5345.7	2618.0	17.5	466.67	485.33	952.00	2866.18	9080.00	Obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	80734.44
Wariant Id: kocioł+PPC (100% PV)	pompa ciepła PV	9450.0	2362.5	0.0	1508.0	603.2	0.0	10958.0	2965.7	0.0		0.00	0.00	0.00				
	kocioł gazowy	1050.0	1166.7	1283.3	1092.0	1213.3	1334.7	2142.0	2380.0	2618.0		466.67	485.33	952.00				
Budyne energooszczędny EU70	pompa ciepła sieć	10500.0	1750.0	4375.0	2600.0	742.9	1857.1	13100.0	2492.9	6232.1	41.5	2030.00	861.71	2891.71	926.46	1780.00	Obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	24941.59
Wariant IIa: GPC (100% sieć)																		
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	1750.0	3062.5	2600.0	742.9	1300.0	13100.0	2492.9	4362.5	29.1	1421.00	603.20	2024.20	1793.98	1920.00	1.1	42929.44
Wariant IIb: GPC (30% PV)	pompa ciepła PV	3150.0	525.0	0.0	780.0	222.9	0.0	3930.0	747.9	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	7350.0	1225.0	3062.5	1820.0	520.0	1300.0	9170.0	1745.0	4362.5		1421.00	603.20	2024.20				
Budynek energooszczędny EU70	razem	10500.0	1750.0	2187.5	2600.0	742.9	928.6	13100.0	2492.9	3116.1	20.8	1015.00	430.86	1445.86	2372.32	4420.00	1.9	54888.02
Wariant IIc: GPC 50%PV	pompa ciepła PV	5250.0	875.0	0.0	1300.0	371.4	0.0	6550.0	1246.4	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	5250.0	875.0	2187.5	1300.0	371.4	928.6	6550.0	1246.4	3116.1		1015.00	430.86	1445.86				
Budynek energooszczędny EU70	pompa ciepła PV	10500.0	1750.0	0.0	2600.0	742.9	0.0	13100.0	2492.9	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	3818.18	10720.00	2.8	84734.44
Wariant IIId:GPC 100% PV																		
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	4875.0	2600.0	1196.0	2990.0	8600.0	3146.0	7865.0	52.4	2262.00	1387.36	3649.36	168.82	43000.00	254.7	-38779.56
Wariant IIIa: PPC + grzałka (100% sieć)	pompa ciepła	5400.0	1350.0	3375.0	2340.0	936.0	2340.0	7740.0	2286.0	5715.0		1566.00	1085.76	2651.76				
	grzałka	600.0	600.0	1500.0	260.0	260.0	650.0	860.0	860.0	2150.0		696.00	301.60	997.60				
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	3412.5	2600.0	1196.0	2093.0	8600.0	3146.0	5505.5	36.7	1583.40	971.15	2554.55	1263.63	48600.00	38.5	-17009.36
Wariant IIIb: PPC + grzałka (30% PV)	pompa ciepła PV	1620.0	405.0	0.0	702.0	280.8	0.0	2322.0	685.8	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	3780.0	945.0	2362.5	1638.0	655.2	1638.0	5418.0	1600.2	4000.5		1096.20	760.03	1856.23				
	grzałak PV	180.0	180.0	0.0	78.0	78.0	0.0	258.0	258.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
	grzałak sieć	420.0	420.0	1050.0	182.0	182.0	455.0	602.0	602.0	1505.0		487.20	211.12	698.32				
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	2437.5	2600.0	1196.0	1495.0	8600.0	3146.0	3932.5	26.2	1131.0	693.7	1824.7	1993.50	52300.00	26.2	-2462.56
Wariant IIIc: PPC + grzałka (50% PV)	pompa ciepła PV	2700.0	675.0	0.0	1170.0	468.0	0.0	3870.0	1143.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	2700.0	675.0	1687.5	1170.0	468.0	1170.0	3870.0	1143.0	2857.5		783.00	542.88	1325.88				
	grzałka PV	300.0	300.0	0.0	130.0	130.0	0.0	430.0	430.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
	grzałka sieć	300.0	300.0	750.0	130.0	130.0	325.0	430.0	430.0	1075.0		348.00	150.80	498.80				
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1950.0	0.0	2600.0	1196.0	0.0	8600.0	3146.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3818.18	61600.00	16.1	33854.44
Wariand IIId: PPC + grzałka (100% PV)	pompa ciepła PV	5400.0	1350.0	0.0	2340.0	936.0	0.0	7740.0	2286.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
	grzałak PV	600.0	600.0	0.0	260.0	260.0	0.0	860.0	860.0	0.0		0.00	0.00	0.00				
Budynek niskoenergetyczny EU40	pompa ciepła	6000.0	1000.0	2500.0	2600.0	742.9	1857.1	8600.0	1742.9	4357.1	29.0	1160.0	861.71	2021.71	1796.46	59000.00	32.8	-14088.41
Wariant IVa: gruntowa pompa ciepła (100% sieć)																		
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1000.0	1750.0	2600.0	742.9	1300.0	8600.0	1742.9	3050.0	20.3	812.00	603.20	1415.20	2402.98	61600.00	25.6	-1525.56
Wariant IVb: GPC (30% PV)	pompa ciepła PV	1800.0	300.0	0.0	780.0	222.9	0.0	2580.0	522.9	0.0		0.00	0.00	0.00				
	Pompa ciepła sieć	4200.0	700.0	1750.0	1820.0	520.0	1300.0	6020.0	1220.0	3050.0		812.00	603.20	1415.20				
Budynek niskoenergetyczny EU40	razem	6000.0	1000.0	1250.0	2600.0	742.9	928.6	8600.0	1742.9	2178.6	14.5	580.00	430.86	1010.86	2807.32	63300.00	22.5	6883.02
Wariant IVc: GPC (50%PV)	pompa ciepła PV	3000.0	500.0	0.0	1300.0	371.4	0.0	4300.0	871.4	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	3000.0	500.0	1250.0	1300.0	371.4	928.6	4300.0	871.4	2178.6		580.00	430.86	1010.86				
Budynek niskoenergetyczny EU40	pompa ciepła PV	6000.0	1000.0	0.0	2600.0	742.9	0.0	8600.0	1742.9	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	3818.18	67700.00	17.7	27754.44
Wariant IVd: GPC (100%PV)																		
Budynek pasywny EU15	pampa ciepła sieć	2250.0	562.5	1406.3	2600.0	1040.0	2600.0	4850.0	1602.5	4006.3	26.7	652.50	1206.40	1858.90	1959.28	69300.00	35.4	-20318.06
Wariant Va: PPC (100% sieć)																		
Budynek pasywny EU15	razem	2250.0	562.5	984.4	2600.0	1040.0	1820.0	4850.0	1602.5	2804.4	18.7	456.75	844.48	1301.23	2516.95	71900.00	28.6	-8976.31
Wariant Vb: PPC (30% PV)	pompa ciepła PV	675.0	168.8	0.0	780.0	312.0	0.0	1455.0	480.8	0.0		0.00	0.00	0.00				
	pompa ciepła sieć	1575.0	393.8	984.4	1820.0	728.0	1820.0	3395.0	1121.8	2804.4		456.75	844.48	1301.23				
Budynek pasywny EU15	razem	2250.0	562.5	703.1	2600.0	1040.0	1300.0	4850.0	1602.5	2003.1	13.4	326.25	603.20	929.45	2888.73	73700.00	25.5	-1481.81
Wariant Vc: PPC (50% PV)	pompa ciepła PV	1125.0	281.3	0.0	1300.0	520.0	0.0	2425.0	801.3									

Zał. 1 - Analiza ekonomiczna

KARTA 1D

Zużycie CWU 35l/osobę/dobę energia z PV z uwzględnieniem bilansu sieciowego w net-billingu sCOP PPC: CO - 3.0, CWU - 2,5 sCOP GPC: CO - 6,0, CWU - 3,5																		
Klasa budynku	urządzenia	ogrzewanie [kWh/rok]			ciepła woda - 5 osób [kWh/rok]			razem energia [kWg/rok]			EP	koszt [PLN/rok]			dodatkowy koszt/zysk przez oszczędność	dodatkowe koszty/zysk przez oszczędność	Prosty okres zwrotu	Zysk po 25 latach
Budynek referencyjne WT2021 - EP70 to daje EU ok. 57.27 (39.94+17.33)	kocioł gazowy	EU	EK	EP	EU	EK	EP	EU	EK	EP	kWh/(m ² ·rok)	CO	CWU	Razem	roczny bilans kosztów energii	bilans kosztów budynku w stosunku do obiektu odniesienia		
Budynek energooszczędny EU70 Wariant Ia: kocioł gazowy +PPC (100% sieć et.)	razem pompa ciepła sieć kocioł gazowy	10500.0 9450.0 1050.0	3529.2 2362.5 1166.7	7189.6 5906.3 1283.3	2600.0 1508.0 1092.0	1816.5 603.2 1213.3	2842.7 1508.0 1334.7	13100.0 10958.0 2142.0	5345.7 2965.7 2380.0	10032.3 7414.3 2618.0	66.9	3207.17 2740.50 466.67	1185.05 699.71 485.33	4392.21 3440.21 952.00	574.03	27840.00	Obiekt tańszy na wstępie, ale z wyższymi kosztami energii	13489.14
Budynek energooszczędny EU70 Wariant Ib: kocioł +PPC (30% PV)	razem pompa ciepła PV pompa ciepła sieć kocioł gazowy	10500.0 2835.0 6615.0 1050.0	3529.2 708.8 1653.8 1166.7	5417.7 0.0 4134.4 1283.3	2600.0 452.4 1055.6 1092.0	1816.5 181.0 1055.6 1213.3	2390.3 0.0 422.2 1334.7	13100.0 3287.4 2076.0 2142.0	5345.7 889.7 2076.0 2380.0	7808.0 0.0 5190.0 2618.0	52.1	2770.61 385.59 1918.35 466.67	1073.58 98.45 489.80 485.33	3844.19 484.04 2408.15 952.00	26.01	22190.00	Obiekt tańszy na wstępie, ale z wyższymi kosztami energii	21539.79
Budynek energooszczędny EU70 Wariant Ic: Kocioł +PPC (50% PV)	razem pompa ciepłaPV pompa ciepła sieć kocioł gazowy	10500.0 4725.0 4725.0 1050.0	3529.2 1181.3 1181.3 1166.7	4236.5 0.0 2953.1 1283.3	2600.0 754.0 754.0 1092.0	1816.5 301.6 301.6 1213.3	2088.7 0.0 754.0 1334.7	13100.0 5479.0 5479.0 2142.0	5345.7 1482.9 1482.9 2380.0	6325.1 0.0 3707.1 2618.0	42.2	2479.56 642.65 1370.25 466.67	999.27 164.08 349.86 485.33	3478.84 806.73 1720.11 952.00	339.34	18440.00	Obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	9956.45
Budynek energooszczędny EU70 Wariant Id: kocioł+PPC (100% PV)	razem pompa ciepła PV kocioł gazowy	10500.0 9450.0 1050.0	4316.7 3150.0 1166.7	1283.3 0.0 1283.3	2600.0 1508.0 1092.0	1816.5 603.2 1213.3	1334.7 0.0 1334.7	13100.0 10958.0 2142.0	6133.2 3753.2 2380.0	2618.0 0.0 2618.0	17.5	2180.39 1713.73 466.67	813.50 328.16 485.33	2993.89 2041.89 952.00	824.29	9080.00	Obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	29687.17
Budynke energooszczędny EU70 Wariant IIa: GPC (100% sieć)	pompa ciepła sieć	10500.0	1750.0	4375.0	2600.0	742.9	1857.1	13100.0	2492.9	6232.1	41.5	2030.00	861.71	2891.71	926.46	1780.00	Obiekt tańszy na wstępie, dodatkowo oszczędności wzrastają z czasem	24941.59
Budynek energooszczędny EU70 Wariant IIb: GPC (30% PV)	razem pompa ciepła PV pompa ciepła sieć	10500.0 3150.0 7350.0	1750.0 525.0 1225.0	3062.5 0.0 3062.5	2600.0 780.0 1820.0	742.9 222.9 520.0	1300.0 0.0 1300.0	13100.0 3930.0 9170.0	2492.9 747.9 1745.0	4362.5 0.0 4362.5	29.1	1706.62 285.62 1421.00	1387.11 121.24 603.20	2431.06 406.86 2024.20	1387.11	1920.00	1.4	32757.84
Budynek energooszczędny EU70 Wariant IIc: GPC (50% PV)	razem pompa ciepła PV pompa ciepła sieć	10500.0 5250.0 5250.0	1750.0 875.0 875.0	2187.5 0.0 2187.5	2600.0 1300.0 1300.0	742.9 371.4 371.4	928.6 0.0 928.6	13100.0 6550.0 6550.0	2492.9 1246.4 1246.4	3116.1 0.0 3116.1	20.8	1491.04 476.04 1015.00	632.93 202.07 430.86	2123.96 678.11 1445.86	1694.21	4420.00	2.6	37935.34
Budynek energooszczędny EU70 Wariant IId:GPC (100% PV)	pompa ciepła PV	10500.0	1750.0	0.0	2600.0	742.9	0.0	13100.0	2492.9	0.0	0.0	952.07	404.14	1356.21	2461.96	10720.00	4.4	50829.09
Budynek niskoenergetyczny EU40 Wariant IIIa: PPC + grzałka (100% sieć)	razem pompa ciepła grzałka	6000.0 5400.0 600.0	1950.0 1350.0 600.0	4875.0 3375.0 1500.0	2600.0 2340.0 260.0	1196.0 936.0 260.0	2990.0 2340.0 650.0	8600.0 7740.0 860.0	3146.0 2286.0 860.0	7865.0 5715.0 2150.0	52.4	2262.00 1566.00 696.00	1387.36 1085.76 301.60	3649.36 2651.76 997.60	168.82	43000.00	254.7	-38779.56
Budynek niskoenergetyczny EU40 Wariant IIIb: PPC + grzałka (30% PV)	razem pompa ciepła PV pompa ciepła sieć grzałak PV grzałak sieć	6000.0 1620.0 3780.0 180.0 420.0	1950.0 405.0 945.0 180.0 420.0	3412.5 0.0 2362.5 0.0 1050.0	2600.0 702.0 1638.0 78.0 182.0	1196.0 280.8 655.2 78.0 182.0	2093.0 0.0 1638.0 0.0 455.0	8600.0 2322.0 5418.0 258.0 602.0	3146.0 685.8 1600.2 258.0 602.0	5505.5 0.0 4000.5 0.0 1505.0	36.7	1901.66 220.34 1096.20 97.93 487.20	1166.35 152.77 760.03 42.44 211.12	3068.02 373.10 1856.23 140.36 698.32	750.16	48600.00	64.8	-29845.98
Budynek niskoenergetyczny EU40 Wariant IIIc: PPC + grzałka (50% PV)	razem pompa ciepła PV pompa ciepła sieć grzałka PV grzałka sieć	6000.0 2700.0 2700.0 300.0 300.0	1950.0 675.0 675.0 300.0 300.0	2437.5 0.0 1687.5 0.0 750.0	2600.0 1170.0 1170.0 130.0 130.0	1196.0 468.0 468.0 130.0 130.0	1495.0 0.0 1170.0 0.0 325.0	8600.0 3870.0 3870.0 430.0 430.0	3146.0 1143.0 1143.0 430.0 430.0	3932.5 0.0 2857.5 0.0 1075.0	26.2	1661.44 367.23 783.00 163.21 348.00	1019.02 254.61 542.88 70.73 150.80	2680.45 621.84 1325.88 233.94 498.80	1137.72	52300.00	46.0	-23856.93
Budynek niskoenergetyczny EU40 Wariant IIId: PPC + grzałka (100% PV)	razem pompa ciepła PV grzałak PV	6000.0 5400.0 600.0	1950.0 1350.0 600.0	0.0 0.0 0.0	2600.0 2340.0 260.0	1196.0 936.0 260.0	0.0 0.0 0.0	8600.0 7740.0 860.0	3146.0 2286.0 860.0	0.0 0.0 0.0	0.0	1060.88 734.45 326.42	650.67 509.22 141.45	1711.55 1243.68 467.87	2106.63	61600.00	29.2	-8934.30
Budynek niskoenergetyczny EU40 Wariant IVa: GPC (100% sieć)	pompa ciepła	6000.0	1000.0	2500.0	2600.0	742.9	1857.1	8600.0	1742.9	4357.1	29.0	1160.00	861.71	2021.71	1796.46	59000.00	32.8	-14088.41
Budynek niskoenergetyczny EU40 Wariant IVb: GPC (30% PV)	razem pompa ciepła PV Pompa ciepła sieć	6000.0 1800.0 4200.0	1000.0 300.0 700.0	1750.0 0.0 1750.0	2600.0 780.0 1820.0	742.9 222.9 520.0	1300.0 0.0 1300.0	8600.0 2580.0 6020.0	1742.9 522.9 1220.0	3050.0 0.0 3050.0	20.3	975.21 163.21 812.00	724.44 121.24 603.20	1699.66 284.46 1415.20	2118.52	61600.00	29.1	-8636.94
Budynek niskoenergetyczny EU40 Wariant IVc: GPC (50%PV)	razem pompa ciepła PV pompa ciepła sieć	6000.0 3000.0 3000.0	1000.0 500.0 500.0	1250.0 0.0 1250.0	2600.0 1300.0 1300.0	742.9 371.4 371.4	928.6 0.0 928.6	8600.0 4300.0 4300.0	1742.9 871.4 871.4	2178.6 0.0 2178.6	14.5	852.02 272.02 580.00	632.93 202.07 430.86	1484.95 474.09 1010.86	2333.23	63300.00	27.1	-4969.28
Budynek niskoenergetyczny EU40 Wariant IVd: GPC (100% PV)	pompa ciepła PV	6000.0	1000.0	0.0	2600.0	742.9	0.0	8600.0	1742.9	0.0	0.0	544.04	404.14	948.18	2869.99	67700.00	23.6	4049.84
Budynek pasywny EU15 Wariant Va: PPC (100% sieć)	pampa ciepła sieć	2250.0	723.5	1808.7	2600.0	1040.0	2600.0	4850.0	1763.5	4408.7	29.4	839.23	1206.40	2045.63	1772.55	69300.00	39.1	-24986.26
Budynek pasywny EU15 Wariant Vb: PPC (30% PV)	razem pompa ciepła PV pompa ciepła sieć	2250.0 675.0 1575.0	723.5 217.0 506.4	1266.1 0.0 1266.1	2600.0 780.0 1820.0	1040.0 312.0 728.0	1820.0 0.0 1820.0	4850.0 1455.0 3395.0	1763.5 529.0 1234.4	3086.1 0.0 3086.1	20.6	705.54 118.08 587.46	1014.22 169.74 844.48	1719.76 287.82 1431.94	2098.42	71900.00	34.3	-19439.55
Budynek pasywny EU15 Wariant Vc: PPC (50% PV)	razem pompa ciepła PV pompa ciepła sieć	2250.0 1125.0 1125.0	723.5 361.7 361.7	904.3 0.0 904.3	2600.0 1300.0 1300.0	1040.0 520.0 520.0	1300.0 0.0 1300.0	4850.0 2425.0 2425.0	1763.5 881.7 881.7	2204.3 0.0 2204.3	14.7	616.41 196.80 419.61	886.10 282.90 603.20	1502.51 479.70 1022.81	2315.66	73700.00	31.8	-15808.41
Budynek pasywny EU15 Wariant Vd: PPC (100% PV)	pompa ciepła PV	2250.0	723.5	0.0	2600.0	1040.0	0.0	4850.0	1763.5	0.0	0.0	393.60	565.80	959.40	2858.78	78100.00	27.3	-6630.55
Budynek pasywny EU15 Wariant VIa: ogrzewanie elektryczne (100% sieć)	ogrzewanie elektryczne sieć	2250.0	2250.0	5625.0	2600.0	2600.0	6500.0	4850.0	4850.0	12125.0	80.8	2610.00	3016.00	5626.00	1807.82	39300.00	Nigdy się nie zwróci, obiekt droższy w budowie i koszty energii wyższe	-84495.56
Budynek pasywny EU15 Wariant VIb: ogrzewanie elektryczne (30% PV)	razem elektryczne PV elektryczne sieć	2250.0 675.0 1575.0	2250.0 675.0 1575.0	3937.5 0.0 3937.5	2600.0 780.0 1820.0	2600.0 780.0 1820.0	4550.0 0.0 4550.0	4850.0 1455.0 3395.0	4850.0 1455.0 3395.0	8487.5 0.0 8487.5	56.6	2194.23 367.23 1827.00	2535.55 424.35 2111.20	4729.78 791.58 3938.20	911.60	46600.00	Nigdy się nie zwróci, obiekt droższy w budowie i koszty energii wyższe	-69390.01
Budynek pasywny EU15 Wariant VIc: ogrzewanie elektryczne (50% PV)	razem elektryczne PV elektryczne sieć	2250.0 1125.0 1125.0	2250.0 1125.0 1125.0	2812.5 0.0 2812.5	2600.0 1300.0 1300.0	2600.0 1300.0 1300.0	3250.0 0.0 3250.0	4850.0 2425.0 2425.0	4850.0 2425.0 2425.0	6062.5 0.0 6062.5	40.4	1917.05 612.05 1305.00	2215.25 707.25 1508.00	4132.30 1319.30 2813.00	314.12	51450.00	Nigdy się nie zwróci, obiekt droższy w budowie i koszty energii wyższe	-43597.02
Budynek pasywny EU15 Wariant VIId: ogrzewanie elektryczne (100% PV)	elektryczne PV	2250.0	2250.0	0.0	2600.0	2600.0	0.0	4850.0	4850.0	0.0	0.0	1224.09	1414.50	2638.59	1179.58	63550.00	53.9	-34060.41

Załącznik 2.

Analiza ekologiczna

Nieodzownym elementem szacowania opłacalności rozwiązań energooszczędnych oraz zastosowania odnawialnych źródeł energii jest określenie efektu ekologicznego wynikającego z zastosowania tych rozwiązań. Przygotowana analiza ekologiczna odwołuje się do wariantów badawczych zawartych w Załączniku 1 – Analiza ekonomiczna. Nie rozróżnia jedynie wariantów rozliczenia prosumenckiego, gdyż z punktu widzenia zaistniałego efektu ekologicznego, wynikającego z zastosowania poszczególnych rozwiązań, nie jest ono istotne. Dlatego też nie występuje tu 96 wariantów w czterech macierzach, jak w przypadku analizy finansowej. W efekcie uzyskano 48 wariantów efektu ekologicznego – 24 w odniesieniu do budynku referencyjnego o dobowym zużyciu CWU wynoszącym 60 dm³/os. oraz 24 przy uwzględnieniu parametrów obiektu odniesienia zgodnego z WT2021 przy dobowym zużyciu CWU zmniejszonym do 35 dm³/os.

W celu wykonania rzetelnej analizy posłużono się danymi dotyczącymi emisji jednostkowych zawartymi w raportach KOBiZE [121, 122]. Dodatkowo przytoczono w tabeli z danymi wejściowymi informacje udostępniane przez spółkę TAURON, która jest głównym dostawcą energii na terenie województwa małopolskiego, na terenie którego znajduje się analizowany w dysertacji obiekt budowlany.

Tab. EKO 1 – Wartości jednostkowe emisji CO₂ i zanieczyszczeń dla źródeł energii

źródło danych	źródło energii	emisje jednostkowe				
		CO ₂	CO	NO _x	SO ₂	pyły
		kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh
KOBiZE IOŚ PIB - dla 2022	kocioł gazowy	207.5	0.108	0.144	0.014	0.002
TAURON 2024	prąd sieciowy	482.0	-	0.343	0.284	0.009
KOBiZE - średnia dla Polski w 2024 roku		553.0	0.219	0.362	0.352	0.013

Na podstawie danych zawartych w tabeli EKO 1 przeanalizowano efekt ekologiczny, wynikający z zastąpienia kotła gazowego urządzeniami grzewczymi wykorzystującymi energię elektryczną, w ujęciu ilościowym. Wartości zmniejszenia emisji w odniesieniu do wariantu bazowego podano w ujęciu rocznym oraz dla okresu 25 lat, jak w analizie ekonomicznej. Emisja poszczególnych substancji została wyliczona na podstawie danych dotyczących energii końcowej zawartych w Załączniku 1 – Analiza ekonomiczna.

Podobnie jak przy analizie ekonomicznej:

- Warianty Ia do Id odnoszą się do budynku EU70 zasilanego powietrzną pompą ciepła, wspomaganą źródłem szczytowym w postaci kotła gazowego;

- Warianty IIa do IIId obrazują efekt ekologiczny dla budynku EU70 zasilanego gruntową pompą ciepła, pełniącą rolę jedyne go źródła energii dla CO i CWU;

- Warianty IIIa do IIIId dotyczą budynku niskoenergetycznego EU40 zasilanego systemem monoenergetycznym – powietrzna pompa ciepła wspomagana grzałką elektryczną;
- Warianty IVa do IVd to budynek EU40 zasilony gruntową pompą ciepła, pracująca w systemie monowalentnym;
- Warianty Va do Vd dotyczą budynku pasywnego EU15 zasilanego przez instalację multi Split – pompa ciepła typu powietrze-powietrze;
- Warianty VIa do VIId obrazują efekt ekologiczny dla budynku EU15 zasilanego instalacją wykorzystującą grzejniki elektryczne.

Dla każdego z zastosowanych wariantów badawczych litera przy numerze oznacza:

- a – źródła ciepła w 100% zasilane energią elektryczną pochodzącą z sieci elektroenergetycznej
- b – źródła ciepła zasilane w 30% energią elektryczną pochodzącą z instalacji fotowoltaicznej
- c – źródła ciepła w analizowanym obiekcie zasilane energią z instalacji fotowoltaicznej w 50%
- d – źródła ciepła zasilane w całości energią elektryczną pochodzącą z instalacji fotowoltaicznej.

Karty 2A do 2F zawierają informacje dla efektu ekologicznego przy porównaniu wariantów badawczych z obiektem odniesienia spełniającym WT2021 przy zużyciu dobowym CWU 60 dm³/os., zaś Karty 2G do 2L pokazują efekt ekologiczny w odniesieniu do obiektu referencyjnego przy zmniejszonym dobowym zużyciu ciepłej wody użytkowej, wynoszącym 35 dm³/os.

Kolorem fioletowym oznaczono warianty, dla których analiza ekologiczna wykazała zwiększenie emisji CO₂ oraz większości (lub wszystkich) pozostałych substancji. Warianty redukujące emisję dwutlenku węgla, czadu i tlenków azotu zaznaczono kolorem limonkowym, zaś na kolor zielony oznaczono warianty pozwalające na redukcję wszystkich substancji uwzględnionych w analizie. Wartości ujemne oznaczają, że zastąpienie kotła gazowego urządzeniami grzewczymi zasilanymi prądem elektrycznym w badanym wariantcie przyczyniają się do zwiększenia emisji analizowanej substancji. W takim przypadku wartość została w karcie oznaczona kolorem czerwonym. Te same kolory dla poszczególnych wariantów zostały zastosowane w diagramach obszarów efektywności ekologicznej (rys. 83), które wraz z oceną ekonomiczną dają szerszy obraz zasadności zastosowania poszczególnych wariantów badawczych.

Załącznik 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2A

Zużycie CWU 60 litrów na osobę na dobę

		emisje				
Nazwa wariantu	źródło zasilania	CO ₂	CO	NO _x	SO ₂	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy I	kocioł gazowy	1980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
Wariant Ia	EU70 - całość	2 698.3	1.158	1.795	1.308	0.053
	PPC sieć 100%	1 978.5	0.784	1.295	1.259	0.047
	Kocioł gazowy	719.8	0.375	0.500	0.049	0.006
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	-717.8	-0.127	-0.420	-1.174	-0.036
	w okresie 25 lat	-17 944.8	-3.184	-10.506	-29.357	-0.889
Wariant Ib	EU70 - całość	2 104.7	0.923	1.406	0.930	0.039
	PPC PV 30%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	PPC sieć 70%	1 384.9	0.548	0.907	0.882	0.033
	Kocioł gazowy	719.8	0.375	0.500	0.049	0.006
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	-124.2	0.108	-0.032	-0.796	-0.022
	w okresie 25 lat	-3 106.2	2.692	-0.793	-19.912	-0.541
Wariant Ic	EU70 - całość	1 709.0	0.766	1.147	0.678	0.029
	PPC PV 50%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	PPC sieć 50%	989.2	0.392	0.648	0.630	0.023
	Kocioł gazowy	719.8	0.375	0.500	0.049	0.006
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	271.4	0.264	0.227	-0.545	-0.012
	w okresie 25 lat	6 786.1	6.610	5.683	-13.615	-0.308
Wariant Id	EU70 - całość	719.8	0.375	0.500	0.049	0.006
	PPC PV 100%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	Kocioł Gazowy	719.8	0.375	0.500	0.049	0.006
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 260.7	0.656	0.875	0.085	0.011
	w okresie 25 lat	31 516.9	16.404	21.872	2.126	0.273

Załącznik 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2B

Zużycie CWU 60 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO ₂	CO	NO _x	SO ₂	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy I	kocioł gazowy	1980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
Wariant IIa	UE70 - całość	1 775.1	0.703	1.162	1.130	0.042
	GPC sieć 100%	1 775.1	0.703	1.162	1.130	0.042
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	205.3	0.328	0.212	-0.996	-0.025
	w okresie 25 lat	5 133.6	8.195	5.309	-24.907	-0.614
Wariant IIb	EU70 - całość	1 242.6	0.492	0.813	0.791	0.029
	GPC PV 30%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	GPC sieć 70%	1 242.6	0.492	0.813	0.791	0.029
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	737.9	0.539	0.561	-0.657	-0.012
	w okresie 25 lat	18 447.0	13.468	14.025	-16.433	-0.301
Wariant IIc	EU70 - całość	887.6	0.351	0.581	0.565	0.021
	GPC PV 50%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	GPC sieć 50%	887.6	0.351	0.581	0.565	0.021
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 092.9	0.679	0.793	-0.431	-0.004
	w okresie 25 lat	27 322.7	16.983	19.835	-10.783	-0.092
Wariant IIId	EU70 - całość	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	GPC PV 100%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
	w okresie 25 lat	49 511.8	25.770	34.360	3.341	0.430

Załącznik 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2C

Zużycie CWU 60 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO ₂	CO	NO _x	SO ₂	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy I	kocioł gazowy	1980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
Wariant IIIa	EU40 - całość	2 378.2	0.942	1.557	1.514	0.056
	PPC sieć 100%	1 763.8	0.699	1.155	1.123	0.041
	grzałka sieć 100%	614.4	0.243	0.402	0.391	0.014
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	-397.8	0.089	-0.182	-1.380	-0.039
	w okresie 25 lat	-9 944.0	2.224	-4.560	-34.505	-0.968
Wariant IIIb	EU40 - całość	1 664.8	0.659	1.090	1.060	0.039
	PPC PV 30%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	PPC sieć 70%	1 234.7	0.489	0.808	0.786	0.029
	grzałka PV 30%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	grzałka sieć 70%	430.1	0.170	0.282	0.274	0.010
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	315.7	0.372	0.285	-0.926	-0.022
	w okresie 25 lat	7 892.7	9.288	7.116	-23.151	-0.549
Wariant IIIc	EU40 - całość	1 188.2	0.471	0.778	0.756	0.028
	PPC PV 50%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	PPC sieć 50%	881.0	0.349	0.577	0.561	0.021
	grzałka PV 50%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	grzałka sieć 50%	307.2	0.122	0.201	0.196	0.007
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	792.2	0.560	0.597	-0.623	-0.011
	w okresie 25 lat	19 806.0	14.006	14.914	-15.568	-0.269
Wariant IIId	EU40 - całość	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	PPC PV 100%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	grzałka PV 100%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
	w okresie 25 lat	49 511.8	25.770	34.360	3.341	0.430

Załącznik 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2D

Zużycie CWU 60 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO ₂	CO	NO _x	SO ₂	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy I	kocioł gazowy	1980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
Wariant IVa	EU40 - całość	1 683.3	0.667	1.102	1.071	0.040
	GPC sieć 100%	1 683.3	0.667	1.102	1.071	0.040
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	297.1	0.364	0.272	-0.938	-0.022
	w okresie 25 lat	7 428.5	9.104	6.812	-23.447	-0.560
Wariant IVb	EU40 - całość	952.3	0.377	0.623	0.606	0.022
	GPC PV 30%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	GPC sieć 70%	952.3	0.377	0.623	0.606	0.022
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 028.2	0.654	0.751	-0.473	-0.005
	w okresie 25 lat	25 705.2	16.342	18.776	-11.813	-0.130
Wariant IVc	EU40 - całość	680.2	0.269	0.445	0.433	0.016
	GPC PV 50%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	GPC sieć 50%	680.2	0.269	0.445	0.433	0.016
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 300.3	0.761	0.929	-0.299	0.001
	w okresie 25 lat	32 507.1	19.036	23.229	-7.483	0.030
Wariant IVd	EU40 - całość	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	GPC PV 100%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
	w okresie 25 lat	49 511.8	25.770	34.360	3.341	0.430

Załącznik 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2E

Zużycie CWU 60 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO ₂	CO	NO _x	SO ₂	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy I	kocioł gazowy	1980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
Wariant Va	EU15 - całość	1 441.4	0.571	0.944	0.917	0.034
	PPC sieć 100%	1 441.4	0.571	0.944	0.917	0.034
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	539.1	0.460	0.431	-0.784	-0.017
	w okresie 25 lat	13 476.9	11.499	10.771	-19.597	-0.418
Wariant Vb	EU15 - całość	1 009.0	0.400	0.660	0.642	0.024
	PPC PV 30%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	PPC sieć 70%	1 009.0	0.400	0.660	0.642	0.024
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	971.5	0.631	0.714	-0.509	-0.007
	w okresie 25 lat	24 287.4	15.781	17.848	-12.715	-0.163
Wariant Vc	EU15 - całość	720.7	0.285	0.472	0.459	0.017
	PPC PV 50%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	PPC sieć 50%	720.7	0.285	0.472	0.459	0.017
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 259.8	0.745	0.903	-0.325	0.000
	w okresie 25 lat	31 494.4	18.635	22.566	-8.128	0.006
Wariant Vd	EU15 - całość	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	PPC PV 100%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
	w okresie 25 lat	49 511.8	25.770	34.360	3.341	0.430

Zał. 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2F

Zużycie CWU 60 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO ₂	CO	NO _x	SO ₂	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy I	kocioł gazowy	1980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
Wariant VIa	EU15 - całość	4 070.1	1.612	2.664	2.591	0.096
	elektryczne sieć 100%	4 070.1	1.612	2.664	2.591	0.096
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	-2 089.6	-0.581	-1.290	-2.457	-0.079
	w okresie 25 lat	-52 240.2	-14.526	-32.248	-61.427	-1.963
Wariant VIb	EU15 - całość	2 849.1	1.128	1.865	1.814	0.067
	elektryczne PV 30%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	elektryczne sieć 70%	2 849.1	1.128	1.865	1.814	0.067
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	-868.6	-0.097	-0.491	-1.680	-0.050
	w okresie 25 lat	-21 714.6	-2.437	-12.266	-41.997	-1.245
Wariant VIc	EU15 - całość	2 035.0	0.806	1.332	1.295	0.048
	elektryczne PV 50%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	elektryczne sieć 50%	2 035.0	0.806	1.332	1.295	0.048
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	-54.6	0.225	0.042	-1.162	-0.031
	w okresie 25 lat	-1 364.2	5.622	1.056	-29.043	-0.767
Wariant VId	EU15 - całość	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
	elektryczne PV 100%	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 980.5	1.031	1.374	0.134	0.017
	w okresie 25 lat	49 511.8	25.770	34.360	3.341	0.430

Zał. 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2G

Zużycie CWU 35 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO2	CO	NOx	SO2	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy II	kocioł gazowy	1980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
Wariant Ia	EU70 - całość	2 133.9	0.9	1.4	1.1	0.0
	PPC sieć 100%	1 640.0	0.6	1.1	1.0	0.0
	Kocioł gazowy	493.9	0.3	0.3	0.0	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	-153.4	0.1	0.0	-0.9	0.0
	w okresie 25 lat	-3 835.2	3.1	-1.0	-23.6	-0.6
Wariant Ib	EU70 - całość	1 641.9	0.7	1.1	0.8	0.0
	PPC PV 30%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PPC sieć 70%	1 148.0	0.5	0.8	0.7	0.0
	Kocioł gazowy	493.9	0.3	0.3	0.0	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	338.6	0.3	0.3	-0.6	0.0
	w okresie 25 lat	8 465.0	8.0	7.0	-15.8	-0.4
Wariant Ic	EU70 - całość	1 313.9	0.6	0.9	0.6	0.0
	PPC PV 50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PPC sieć 50%	820.0	0.3	0.5	0.5	0.0
	Kocioła gazowy	493.9	0.3	0.3	0.0	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	666.6	0.4	0.5	-0.4	0.0
	w okresie 25 lat	16 665.2	11.2	12.4	-10.5	-0.2
Wariant Id	EU70 - całość	493.9	0.3	0.3	0.0	0.0
	PPC PV 100%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Kocioł Gazowy	493.9	0.3	0.3	0.0	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 486.6	0.8	1.0	0.1	0.0
	w okresie 25 lat	37 165.6	19.3	25.8	2.5	0.3

Załącznik 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2H

Zużycie CWU 35 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO2	CO	NOx	SO2	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy II	kocioł gazowy	1980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
Wariant IIa	UE70 - całość	1378.6	0.5	0.9	0.9	0.0
	GPC sieć 100%	1378.6	0.5	0.9	0.9	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	601.9	0.5	0.5	-0.7	0.0
	w okresie 25 lat	15 048.1	12.1	11.8	-18.6	-0.4
Wariant IIb	EU70 - całość	965.0	0.4	0.6	0.6	0.0
	GPC PV 30%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	GPC sieć 70%	965.0	0.4	0.6	0.6	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1015.5	0.6	0.7	-0.5	0.0
	w okresie 25 lat	25 387.2	16.2	18.6	-12.0	-0.1
Wariant IIc	EU70 - całość	689.3	0.3	0.5	0.4	0.0
	GPC PV 50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	GPC sieć 50%	689.3	0.3	0.5	0.4	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1291.2	0.8	0.9	-0.3	0.0
	w okresie 25 lat	32 279.9	18.9	23.1	-7.6	0.0
Wariant IIId	EU70 - całość	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	GPC PV 100%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
	w okresie 25 lat	49 511.8	25.8	34.4	3.3	0.4

Załącznik 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2I

Zużycie CWU 35 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO2	CO	NOx	SO2	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy II	kocioł gazowy	1980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
Wariant IIIa	EU40 - całość	1 739.7	0.7	1.1	1.1	0.0
	PPC sieć 100%	1 264.2	0.5	0.8	0.8	0.0
	grzałka sieć 100%	475.6	0.2	0.3	0.3	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	240.7	0.3	0.2	-1.0	0.0
	w okresie 25 lat	6 018.4	8.5	5.9	-24.3	-0.6
Wariant IIIb	EU40 - całość	1 217.8	0.5	0.8	0.8	0.0
	PPC PV 30%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PPC sieć 70%	884.9	0.4	0.6	0.6	0.0
	grzałka PV 30%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	grzałka sieć 70%	332.9	0.1	0.2	0.2	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	762.7	0.5	0.6	-0.6	0.0
	w okresie 25 lat	19 066.4	13.7	14.4	-16.0	-0.3
Wariant IIIc	EU40 - całość	869.9	0.3	0.6	0.6	0.0
	PPC PV 50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PPC sieć 50%	632.1	0.3	0.4	0.4	0.0
	grzałka PV 50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	grzałka sieć 50%	237.8	0.1	0.2	0.2	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 110.6	0.7	0.8	-0.4	0.0
	w okresie 25 lat	27 765.1	17.2	20.1	-10.5	-0.1
Wariant IIId	EU40 - całość	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PPC PV 100%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	grzałka PV 100%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
	w okresie 25 lat	49 511.8	25.8	34.4	3.3	0.4

Załącznik 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2J

Zużycie CWU 35 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO2	CO	NOx	SO2	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy II	kocioł gazowy	1980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
Wariant IVa	EU40 - całość	963.8	0.4	0.6	0.6	0.0
	GPC sieć 100%	963.8	0.4	0.6	0.6	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 016.6	0.6	0.7	-0.5	0.0
	w okresie 25 lat	25 416.2	16.2	18.6	-12.0	-0.1
Wariant IVb	EU40 - całość	952.3	0.4	0.6	0.6	0.0
	GPC PV 30%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	GPC sieć 70%	952.3	0.4	0.6	0.6	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 028.2	0.7	0.8	-0.5	0.0
	w okresie 25 lat	25 705.2	16.3	18.8	-11.8	-0.1
Wariant IVc	EU40 - całość	481.9	0.2	0.3	0.3	0.0
	GPC PV 50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	GPC sieć 50%	481.9	0.2	0.3	0.3	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 498.6	0.8	1.1	-0.2	0.0
	w okresie 25 lat	37 464.3	21.0	26.5	-4.3	0.1
Wariant IVd	EU40 - całość	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	GPC PV 100%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
	w okresie 25 lat	49 511.8	25.8	34.4	3.3	0.4

Załącznik 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2K

Zużycie CWU 35 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO2	CO	NOx	SO2	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy II	kocioł gazowy	1980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
Wariant Va	EU15 - całość	886.2	0.4	0.6	0.6	0.0
	PPC sieć 100%	886.2	0.4	0.6	0.6	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 094.3	0.7	0.8	-0.4	0.0
	w okresie 25 lat	27 357.2	17.0	19.9	-10.8	-0.1
Wariant Vb	EU15 - całość	620.3	0.2	0.4	0.4	0.0
	PPC PV 30%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PPC sieć 70%	620.3	0.2	0.4	0.4	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 360.1	0.8	1.0	-0.3	0.0
	w okresie 25 lat	34 003.6	19.6	24.2	-6.5	0.1
Wariant Vc	EU15 - całość	443.1	0.2	0.3	0.3	0.0
	PPC PV 50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PPC sieć 50%	443.1	0.2	0.3	0.3	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 537.4	0.9	1.1	-0.1	0.0
	w okresie 25 lat	38 434.5	21.4	27.1	-3.7	0.2
Wariant Vd	EU15 - całość	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PPC PV 100%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
	w okresie 25 lat	49 511.8	25.8	34.4	3.3	0.4

Załącznik 2 – Analiza ekologiczna

Karta 2L

Zużycie CWU 35 litrów na osobę na dobę

Nazwa wariantu	źródło zasilania	emisje				
		CO2	CO	NOx	SO2	pyły
		kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Wariant bazowy II	kocioł gazowy	1980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
Wariant VIa	EU15 - całość	2 682.1	1.1	1.8	1.7	0.1
	elektryczne sieć 100%	2 682.1	1.1	1.8	1.7	0.1
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	-701.6	0.0	-0.4	-1.6	0.0
	w okresie 25 lat	-17 539.4	-0.8	-9.5	-39.3	-1.1
Wariant VIb	EU15 - całość	1 877.4	0.7	1.2	1.2	0.0
	elektryczne PV 30%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	elektryczne sieć 70%	1 877.4	0.7	1.2	1.2	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	103.0	0.3	0.1	-1.1	0.0
	w okresie 25 lat	2 575.9	7.2	3.6	-26.5	-0.7
Wariant VIc	EU15 - całość	1 341.0	0.5	0.9	0.9	0.0
	elektryczne PV 50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	elektryczne sieć 50%	1 341.0	0.5	0.9	0.9	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	639.4	0.5	0.5	-0.7	0.0
	w okresie 25 lat	15 986.2	12.5	12.4	-18.0	-0.4
Wariant VId	EU15 - całość	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	elektryczne PV 100%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Zmniejszenie emisji w odniesieniu do wariantu bazowego	roczny	1 980.5	1.0	1.4	0.1	0.0
	w okresie 25 lat	49 511.8	25.8	34.4	3.3	0.4