10/2026
październik
ISSN 0137-3676
e-ISSN 2449-9900
tom 57 (10)
Cena: 18,50 zł
(w tym VAT 8%)
COW

CIEPŁOWNICTWO OGRZEWNICTWO WENTYLACJA

POLSKIE ZRZESZENIE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW SANITARNYCH

DISTRICT HEATING · HEATING · VENTILATION

Wydawane od 1969 roku



Sezon grzewczy już wkrótce.
Zrób przegląd pomp
i pracuj z uśmiechem.
Serwisujemy także pompy
innych producentów.



wilo

*Promocja obowiązuje w przypadku podpisania umowy serwisowej.
Promocja trwa od 1.08.2026 do wyczerpania pakietów promocyjnych.
Regulamin promocji dostępny na www.wilo.pl

Czasopisma Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych w nowej odsłonie



Gaz Woda i Technika Sanitarna

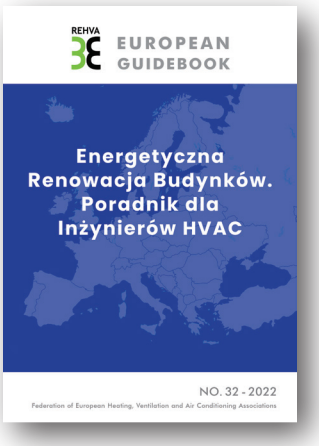
Miesięcznik wydawany od 1921 roku



Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja

Miesięcznik wydawany od 1969 roku

Zapisz się na **bezpłatną** prenumeratę czasopism, a otrzymasz e-poradnik: „REHVA GB.32: Energetyczna renowacja budynków. Poradnik dla inżynierów HVAC”





Dołącz już dziś do grona specjalistów i otrzymu bezpłatną prenumeratę czasopism PZITS.

Więcej szczegółów na stronie:
www.pzits.pl/prenumerata



Szanowni Państwo,

w październiku oddajemy w Państwa ręce tematyczny numer naszego czasopisma poświęcony zagadnieniom związanym z procesem zwiększenia efektywności energetycznej oraz zastosowaniem odnawialnych źródeł energii, które są uznawane często jako kroki milowe na potrzeby osiągnięcia neutralności węglowej istniejących budynków.

Jest to temat ważny i aktualny, który obecnie jest dyskutowany na różnych poziomach szczególnie, że w budynkach istniejących znacznie trudniej jest przeprowadzić działania mające na celu zwiększenie efektywności energetycznej w porównaniu z nowymi budynkami.

Nasz miesięcznik włącza się zatem w przedmiotową dyskusję i mamy nadzieję, że dostarczymy Państwu ciekawych i praktycznych informacji.

W pierwszym artykule dr inż. Agnieszka Żelazna prezentuje ocenę potencjału redukcji GWP wynikającego z zastosowania różnych typów pomp ciepła w modernizacji istniejącego budynku mieszkalnego. Analizę przeprowadzono dla budynku o powierzchni 120 m^2, porównując kocioł gazowy, olejowy, węglowy i na pellet z pompami ciepła powietrze-woda, solanka–woda oraz woda-woda.

Następnie dr inż. Anna Justyna Werner-Juszczuk, dr inż. Piotr Rynkowski oraz prof. dr hab. inż. Dorota Anna Krawczyk określili jak wykorzystanie paneli fotowoltaicznych (PV) oraz magazynu energii w budynku jednorodzinnym wpłynęło na pokrycie zapotrzebowania budynku jednorodzinnego na energię elektryczną i emisję zanieczyszczeń. Analizę przeprowadzono dla istniejącego budynku jednorodzinnego zlokalizowanego w Białymstoku z mikro-instalacją PV o mocy zainstalowanej 6,24 kWp.

Dr inż. Natalia Fidorów-Kaprawy oraz Rafał Różański przedstawili analizę możliwości modernizacji źródła ciepła w historycznym budynku mieszkalnym kubaturze równej 1246 m^3. Rozważano sześć przypadków: węzeł cieplny, pompę ciepła powietrze-woda i centralny kocioł gazowy w budynku nieocieplonym oraz te same źródła zainstalowane w budynku po termomodernizacji przegród.

W kolejnym artykule dr hab. inż. Michał Turski oraz mgr inż. Łukasz Trzciński przedstawili różnicę pomiędzy teoretyczną i rzeczywistą wartością wskaźnika zapotrzebowania nieodnawialnej energii pierwotnej EP w zakresie obliczeń dotyczących chłodzenia budynku. W artykule porównano dwa przypadki tego samego budynku jednorodzinnego: bez instalacji chłodzenia oraz po jej dodaniu.

Dr inż. Mariusz Skwarczyński z Narodowe Centrum Badań i Rozwoju zaprezentował potencjał mechanizmu zamówień przedkomercyjnych (Pre-Commercial Procurement, PCP) jako narzędzia stymulującego rozwój innowacyjnych systemów grzewczo-chłodzących opartych na pompach ciepła. Zidentyfikowano kluczowe wyzwania techniczne obejmujące prefabrykację i modułowość systemu, zapewnienie funkcji grzania i chłodzenia, integrację magazynów energii termicznej, zastosowanie czynników chłodniczych o niskim GWP oraz wykorzystanie zaawansowanych systemów zarządzania energią.

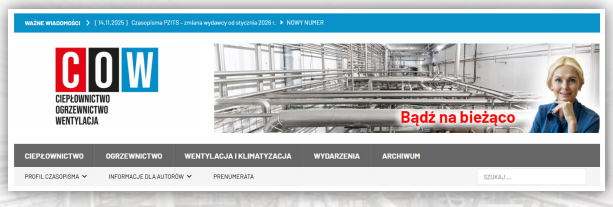
Następnie mgr inż. Ewelina Skwarczyńska-Kalamon, dr hab. inż. Jan Kaczmarczyk oraz dr inż. Paweł Lonkwic przedstawili możliwości wykorzystania termochemicznych magazynów ciepła (TCM) w instalacjach budynkowych. Omówili między innymi integrację TCM z pompami ciepła, wentylacją mechaniczną i instalacjami wykorzystującymi energię słoneczną.

Ostatnim z tego tematycznego cyklu jest artykuł dr hab. inż. Pawła Michnikowskiego, dr hab. inż. Tomasza Cholewy, mgr inż. Piotra Szpryngiela oraz mgr inż. Wojciech Ciejki, w którym zaprezentowano różne metody określania rzeczywistych oszczędności zużycia ciepła na potrzeby ogrzewania budynków na przykładzie wymiennikowni grupowej z zastosowanym systemem sterowania prognozowego ogrzewaniem.

Tomasz Cholewa
Redaktor tematyczny COW

Odwiedź nową stronę czasopisma

cieplownictwoogrzewnictwowentylacja.pl



oraz nowe media społecznościowe:

www.facebook.com/COW.PZITS
www.linkedin.com/company/cow-ciepłownictwo-ogrzewnictwo-wentylacja

Zapraszamy na stronę internetową prowadzoną przez nowego wydawcę. Udostępniamy tam aktualne numery, materiały redakcyjne oraz bieżące informacje. Zachęcamy również do śledzenia mediów społecznościowych.



SPIS TREŚCI

Numer 57/10 październik 2026

Tomasz Cholewa – Na pierwszy rzut oka 1

Nauka i Technika

Agnieszka Żelazna – Wpływ konfiguracji pomp ciepła na możliwość redukcji potencjału globalnego ocieplenia w istniejącym budownictwie mieszkaniowym / The impact of heat pump configurations on reducing global warming potential in existing residential buildings..... 3

Anna Justyna Werner-Juszczuk, Dorota Anna Krawczyk, Piotr Rynkowski – Analiza integracji systemu PV z magazynem energii w istniejącym budynku jednorodzinnym / PV and energy storage system integration in an existing single-family house 10

Natalia Fidorów-Kaprawy, Rafał Różański – Modernizacja źródła ciepła w budynku historycznym – możliwości, wyzwania i efektywność energetyczna / The modernisation of heating source in historic building – opportunities, challenges, and energy efficiency 17

Michał Turski, Łukasz Trzciński – Uwarunkowania i możliwości poprawy efektywności energetycznej budynków – aspekty teoretyczne i praktyczne / Conditions and opportunities for improving the energy efficiency of buildings – theoretical and practical aspects 25

Mariusz A. Skwarczyński – Zamówienia przedkomercyjne (PCP) jako narzędzie rozwoju innowacyjnych systemów grzewczo-chłodzących dla budownictwa neutralnego klimatycznie / Pre-commercial procurement in the development of innovative heat pumps for climate-neutral buildings 30

Ewelina Skwarczyńska-Kalamon, Paweł Lonkwic, Jan Kaczmarczyk – Termochemiczne magazyny ciepła w instalacjach budynkowych – materiały, magazyny i możliwości integracji / Thermochemical heat storage in building systems – materials, reactors and integration options 36

Paweł Michnikowski, Piotr Szpryngiel, Tomasz Cholewa, Wojciech Ciejka – Analiza i ocena metod określania rzeczywistych oszczędności zużycia ciepła na potrzeby ogrzewania budynków / Analysis and evaluation of the methodology for determining actual heat savings for building heating purposes 42

Prawo

Andrzej Falkowski – Trzy pytania z praktyki projektowej: uzupełnienie braków, zakres PZT i przyłącza przy zabytkach..... 51

Wydarzenia

Konferencja Environmental Protection and Energy 2026..... 52

XXX Forum Ciepłowników Polskich – relacja z jubileuszowej edycji..... 53

Energia dla wsi – nowy nabór na inwestycje w energię odnawialną od NFOŚiGW..... 58

Dodatkowe środki dla beneficjentów programu NaszEauto 58

NFOŚiGW przeznacza miliard złotych na dotacje do magazynów energii prosumentów 59

Głos uczelni technicznych

Słońce, woda, biomasa – szansą na zaspokojenie potrzeb energetycznych 60

PZITS w działaniu

Sprawozdanie z uroczystych obchodów 70-lecia PZITS Oddział w Kielcach..... 61

Nadchodzące Wydarzenia..... 62

Informacje dla autorów znajdują się na stronie:
www.cieplownictwoogrzewnictwowentylacja.pl/wspolpraca-z-autorami

Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja, Miesięcznik Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych,
Rok założenia: 1969
Czasopismo recenzowane
Wersja pierwotna czasopisma: elektroniczna
ISSN 0137-3676, e-ISSN 2449-9900

KOLEGIUM REDAKCYJNE/Editorial Board

REDAKTOR NACZELNY/Editor in Chief
dr hab. inż. Anna Bogdan, prof. PW

REDAKTORZY TEMATYCZNI/Subject Editors
Ciepłownictwo/District heating
— dr hab. inż. Bożena Babiarz, prof. PRz
— mgr inż. Ewa Kręcielewska
— mgr inż. Barbara Rubik
— prof. dr hab. inż. Robert Sekret
Chłodnictwo i pompy ciepła/Refrigeration and heat pumps
— mgr inż. Paweł Lachman
— dr inż. Marian Rubik
— dr inż. Piotr Ziętek
Jakość powietrza/Air quality
— dr hab. inż. Robert Cichowicz, prof. PŁ
Wentylacja, klimatyzacja, ogrzewnictwo/ Ventilation, air conditioning, heating
— dr hab. inż. Tomasz Cholewa, prof. PL
— dr hab. inż. Joanna Ferdyn-Grygierek, prof. PŚ
— dr inż. Andrzej Górka
— mgr inż. Wojciech Ratajczak
— dr inż. Sylwia Szczęśniak
— dr hab. inż. Ewa Zender-Świercz, prof. PŚk

WYDAWNICTWO POLSKIEGO ZRZESZENIA INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW SANITARNYCH
ul. Czackiego 3/5, 00-043 Warszawa
tel: 22 826 28 94
e-mail: wydawnictwo@pzits.pl, www.pzits.pl
Szczegóły prenumeraty:
www.pzits.pl/prenumerata

ADRES REDAKCJI
ul. Czackiego 3/5 pokój 217
00-043 Warszawa
redakcja@cieplownictwoogrzewnictwowentylacja.pl
www.cieplownictwoogrzewnictwowentylacja.pl

SKŁAD I OPRACOWANIE GRAFICZNE
Agnieszka Chojnacka
Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych

DRUK
Zakład Poligrafii i Kolportażu Wydawnictwo SIGMA-NOT Sp. z o. o.
ul. Ks. J. Popiełuszki 19/21, 01-595 Warszawa
Miejsce i data wydania: Warszawa 10/2026
Nakład: 260 egzemplarzy

INFORMACJE DODATKOWE
Czasopismo znajduje się w wykazie czasopism naukowych Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego.
Czasopismo jest indeksowane w: BazTech, EBSCO, Index Copernicus ICV 2024 = 75.74 oraz w Polskiej Bibliografii Naukowej (PBN), będącej częścią Zintegrowanego Systemu Informacji o Szkolnictwie Wyższym i Nauce POL-on. Artykuły są rejestrowane w bazie danych CrossRef. Każdy artykuł ma numer identyfikacyjny DOI.

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść ogłoszeń.

DOI: 10.65545/COW.2026.10.01



Wpływ konfiguracji pomp ciepła na możliwość redukcji potencjału globalnego ocieplenia w istniejącym budownictwie mieszkaniowym

The impact of heat pump configurations on reducing global warming potential in existing residential buildings



Dr inż. Agnieszka Żelazna

ORCID ID: 0000-0001-6566-5802
Wydział Inżynierii Środowiska
i Energetyki
Politechnika Lubelska
a.zelazna@pollub.pl

Słowa kluczowe: pompy ciepła, dekarbonizacja, GWP, ocena cyklu życia, modernizacja źródła ciepła

Streszczenie

Dekarbonizacja sektora ogrzewania budynków wymaga oceny możliwości zastępowania konwencjonalnych źródeł ciepła rozwiązaniami o niższym potencjale tworzenia globalnego ocieplenia (GWP). Szczególne znaczenie w tym procesie mają pompy ciepła, których efekt środowiskowy zależy jednak od zastosowanej technologii, warunków pracy oraz zastępowanego źródła ciepła. Celem pracy była ocena potencjału redukcji GWP wynikającego z zastosowania różnych typów pomp ciepła w modernizacji istniejącego budynku mieszkalnego. Analizę przeprowadzono dla budynku o powierzchni 120 m^2, porównując kocioł gazowy, olejowy, węglowy i na pellet z pompami ciepła powietrze–woda, solanka–woda oraz woda–woda. Sezonową efektywność pomp określono z wykorzystaniem programu WP-OPT© zgodnie z metodyką VDI 4650, a ocenę środowiskową przeprowadzono metodą IPCC 2013 GWP100a w ujęciu cyklu życia. Wyniki wykazały istotny potencjał redukcji GWP przy zastępowaniu kotłów gazowego, olejowego i węglowego pompami ciepła, przy czym największe ograniczenie emisji uzyskano dla kotła węglowego. Najniższe wartości GWP spośród analizowanych pomp uzyskano dla układu woda–woda, a następnie solanka–woda i powietrze–woda. Środowiskowy czas zwrotu dla wariantów B1–B3 wyniósł od 0,2 do 1,2 roku. Odmienny wynik uzyskano dla kotła na pellet, którego zastąpienie pompą ciepła zwiększało GWP w przyjętym modelu, co wynikało ze sposobu bilansowania emisji biogenicznego CO_2. Uzyskane wyniki wskazują na znaczący potencjał dekarbonizacyjny pomp ciepła w warunkach polskiego systemu elektroenergetycznego, przy jednoczesnej potrzebie uwzględnienia szerszego zakresu oddziaływań środowiskowych w dalszych analizach.

Keywords: heat pumps, decarbonization, GWP, life cycle assessment, heat source modernization

Abstract

Decarbonization of the building heating sector requires an assessment of the feasibility of replacing conventional heat sources with solutions characterized by a lower global warming potential (GWP). Heat pumps are of particular importance in this process; however, their environmental performance depends on the technology used, operating conditions, and the heat source being replaced. The aim of this study was to assess the potential for GWP reduction resulting from the use of different types of heat pumps in the modernization of an existing residential building. The analysis was conducted for a 120 m^2 building, comparing a gas, oil, coal, and pellet boiler with air-to-water, brine-to-water, and water-to-water heat pumps. The seasonal efficiency of the heat pumps was determined using the WP-OPT© software in accordance with the VDI 4650 methodology, while the environmental assessment was performed using the IPCC 2013 GWP100a method within a life cycle perspective. The results demonstrated a significant potential for GWP reduction when gas, oil, and coal boilers were replaced with heat pumps, with the greatest reduction achieved for the coal boiler. Among the analyzed heat pump technologies, the water-to-water system resulted in the lowest GWP values, followed by the brine-to-water and air-to-water systems. The environmental payback period for variants B1–B3 ranged from 0.2 to 1.2 years. A different result was obtained for the pellet boiler, for which replacement with a heat pump increased GWP in the adopted model, primarily due to the method used to account for biogenic CO_2 emissions. The results indicate a significant decarbonization potential of heat pumps under the conditions of the Polish electricity system, while also highlighting the need to consider a broader range of environmental impacts in further analyses.

Wstęp

Modernizacja istniejących budynków mieszkalnych z wykorzystaniem pomp ciepła jest zagadnieniem złożonym, ponieważ wybór rozwiązania technicznego zależy w tym przypadku od wielu czynników. Obejmują one między innymi charakterystykę energetyczną budynku, istniejący system ogrzewania, wymagane parametry instalacji odbiorczej, dostępność i właściwości źródła ciepła, a także nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne oraz – co szczególnie istotne w kontekście dekarbonizacji – wpływ zastosowanego rozwiązania na środowisko.

Z punktu widzenia transformacji energetycznej szczególnie istotna jest ocena, w jakim stopniu zastosowanie pompy ciepła w istniejącym budynku może przyczynić się do ograniczenia oddziaływania środowiskowego

związanego z jego ogrzewaniem. Skala tego efektu zależy jednak nie tylko od rodzaju zastępowanego źródła ciepła, lecz również od przyjętego scenariusza modernizacji i konfiguracji całego systemu. Z tego względu analiza wpływu różnych konfiguracji pomp ciepła na potencjał globalnego ocieplenia (GWP) może dostarczyć istotnych informacji przy ocenie możliwości ograniczenia oddziaływania środowiskowego związanego z eksploatacją istniejących budynków mieszkalnych.

W przeciwieństwie do konwencjonalnych technologii grzewczych wykorzystujących spalanie paliw kopalnych, pompy ciepła wykorzystują ciepło dostępne w powietrzu, gruncie lub wodzie i przekazują je do instalacji grzewczej budynku. Dzięki temu możliwe jest wykorzystanie ciepła niskotemperaturowego dostępnego w otoczeniu przy zachowaniu wysokiej efektywności energetycznej. Pompy ciepła mogą tym samym przyczyniać się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, szczególnie gdy są zasilane energią elektryczną pochodzącą z odnawialnych źródeł energii (IEA, 2022). Rosnący udział tych źródeł w produkcji energii elektrycznej jest jednym z istotnych elementów transformacji energetycznej i dekarbonizacji systemów energetycznych (Olczak i in., 2021).

Oprócz udziału w procesie dekarbonizacji, technologie pomp ciepła mogą przynosić szereg dodatkowych korzyści środowiskowych, gdy są oceniane z perspektywy całego cyklu życia. Badania wykorzystujące metodę oceny cyklu życia (LCA) wskazują, że wpływ środowiskowy pomp ciepła zależy zarówno od parametrów samego urządzenia, jak i od warunków jego eksploatacji, w tym zużycia energii elektrycznej, rodzaju zastosowanego czynnika chłodniczego oraz struktury miksu elektroenergetycznego (Autelitano i in., 2023; Marinelli et al., 2019). Szczególne znaczenie ma etap użytkowania, którego wpływ na wyniki oceny cyklu życia może być dominujący, a korzyści środowiskowe wynikające z zastosowania pompy ciepła zwiększają się wraz ze zmniejszaniem emisyjności energii elektrycznej wykorzystywanej do jej zasilania (Masternak i in., 2024; Violante i in., 2022). Jednocześnie wyniki analiz LCA wskazują, że zmiana technologii grzewczej może prowadzić do różnic w poszczególnych kategoriach oddziaływania na środowisko, dlatego ocena pomp ciepła powinna uwzględniać nie tylko ich efektywność energetyczną, ale również cały cykl życia systemu (Famiglietti i in., 2023).

Najnowsze badania koncentrują się również na ocenie wpływu środowiskowego samych technologii pomp ciepła w całym cyklu życia. Opracowano podejścia oparte na modelowaniu empirycznym, umożliwiające dokładniejszą ocenę środowiskowej charakterystyki jednostek pomp ciepła o różnych mocach i pracujących w różnych warunkach eksploatacyjnych (Autelitano i in., 2023). Ponadto analizy porównawcze technologii grzewczych stosowanych w budynkach mieszkalnych wskazują, że pompy ciepła mogą ograniczać wiele kategorii oddziaływania na środowisko, w tym zużycie zasobów oraz emisję zanieczyszczeń do powietrza, szczególnie w przyszłych scenariuszach energetycznych charakteryzujących się rosnącym udziałem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (Sevindik i in., 2021; Famiglietti i in., 2023).

Wyniki analiz LCA wskazują ponadto, że poszczególne etapy cyklu życia pomp ciepła w różnym stopniu kształtują ich całkowity potencjał globalnego ocieplenia. W większości analiz największy udział przypada na fazę użytkowania, przede wszystkim ze względu na emisje związane ze zużyciem energii elektrycznej. W przeglądzie badań LCA pomp ciepła średni udział fazy użytkowania w GWP wynosił 94,6%, podczas gdy w analizie porównawczej przeprowadzonej dla Wielkiej Brytanii wynosił około 74%. Produkcja urządzenia odpowiadała w tym przypadku za około 14% oddziaływania. Pozostałe etapy, w tym transport, konserwacja oraz koniec życia urządzenia, mają zazwyczaj mniejsze znaczenie, choć udział emisji związanych z czynnikiem chłodniczym może być istotny w zależności od rodzaju czynnika, jego strat oraz sposobu postępowania z nim po zakończeniu eksploatacji, jak przedstawiono w Tabeli 1.

Pomimo wymienionych ogólnych korzyści środowiskowych skuteczność dekarbonizacyjna systemów pomp ciepła jest nadal uwarunkowana szeregiem ograniczeń technicznych i ekonomicznych związanych z ich konfiguracją oraz warunkami eksploatacji. Wydajność techniczna pomp ciepła jest w znacznym stopniu zależna od charakterystyki dolnego źródła ciepła oraz stabilności warunków pracy, które wpływają na procesy wymiany ciepła i konwersji energii. Poszczególne technologie pomp ciepła pracują w odmiennych warunkach środowiskowych, co bezpośrednio wpływa na ich sezonową efektywność i niezawodność. Powietrzne pompy ciepła są narażone na znaczne wahania temperatury zewnętrznej, które mogą prowadzić do obniżenia ich wydajności w okresach niskich temperatur oraz w chłodniejszych regionach (Kudela i in., 2021; Rossi di Schio i in., 2021). Z kolei systemy

Tabela 1. Udział poszczególnych etapów cyklu życia pomp ciepła w całkowitym GWP oraz główne czynniki determinujące emisje. Źródło: opracowanie własne na podstawie źródeł literaturowych
Table 1. Contribution of individual life cycle stages of heat pumps to total GWP and the main factors determining emissions. Source: own elaboration based on literature sources

Etap cyklu życia	Udział w całkowitym GWP	Czynniki decydujące	Źródło
Użytkowanie – zużycie energii elektrycznej	ok. 70–95%, średnio 94,6% w analizowanym przeglądzie	Emisyjność miksu elektroenergetycznego, zużycie energii, SCOP, klimat, czas eksploatacji	Famiglietti i in. (2025); Sevindik i in. (2021)
Produkcja / wytworzenie urządzenia	ok. 5–20%; 14% w analizie dla Wielkiej Brytanii	Materiały, produkcja komponentów, zużycie energii w procesie produkcyjnym	Sevindik i in. (2021)
Wycieki czynnika chłodniczego	ok. 0–16% w analizowanych przypadkach	Rodzaj czynnika i jego GWP, ilość czynnika, częstość wycieków, uzupełnianie czynnika	Moore i in. (2017)
Koniec życia urządzenia	Zwykle niewielki dla samego urządzenia; do ok. 10% dodatkowego GWP przy założeniu całkowitej utraty czynnika	Sposób odzysku czynnika, jego GWP, recykling materiałów, sposób zagospodarowania urządzenia	Mattinen i in. (2015)

gruntowe i wodne korzystają ze stabilniejszych warunków cieplnych otaczającego ośrodka, co zapewnia bardziej równomierną pracę oraz na ogół wyższą wydajność sezonową (Aprianti i in., 2021).

Oprócz charakterystyki źródła ciepła, istotną rolę w kształtowaniu parametrów technicznych pomp ciepła odgrywa również ich konstrukcja wewnętrzna. Do kluczowych czynników należą technologia sprężarki, dobór czynnika chłodniczego oraz konstrukcja wymienników ciepła. Najnowsze rozwiązania w zakresie czynników chłodniczych o niższym potencjale tworzenia efektu cieplarnianego, a także zastosowanie sprężarek o zmiennej prędkości obrotowej i sprężarek inwerterowych przyczyniły się do znacznego zwiększenia efektywności oraz elastyczności eksploatacyjnej współczesnych pomp ciepła (Xue, 2025; Dongellini i in., 2023). Technologie te umożliwiają lepsze dostosowanie pracy urządzenia do zmieniającego się obciążenia cieplnego oraz efektywną eksploatację również w wymagających warunkach klimatycznych. Dalszą poprawę parametrów pracy można uzyskać poprzez optymalizację konstrukcji wymienników ciepła oraz zastosowanie zaawansowanych komponentów systemu, które zwiększają intensywność wymiany ciepła i ograniczają straty eksploatacyjne (Sui i in., 2023).

Ostatecznie na całkowitą efektywność instalacji pomp ciepła w znacznym stopniu wpływają rozwiązania projektowe oraz warunki eksploatacyjne całego systemu. Odpowiedni dobór mocy urządzenia, jakość wykonania instalacji oraz dostosowanie systemu do lokalnych warunków są niezbędne do zapewnienia jego optymalnego funkcjonowania (Żelazna i in. 2024). Istotnym czynnikiem jest również wymagana temperatura zasilania instalacji grzewczej budynku, ponieważ niskotemperaturowe systemy dystrybucji ciepła na ogół umożliwiają pracę pomp ciepła z wyższą efektywnością (RB&M Research, 2024; Żelazna i Pawłowski, 2025). Ponadto nowoczesne strategie sterowania oraz zaawansowane tryby pracy sprężarek mogą poprawiać efektywność przy częściowym obciążeniu i ograniczać straty energii związane z częstym załączaniem i wyłączaniem urządzenia (Underwood, 2015; Dong i in., 2017; Xi i in., 2022). Wszystkie te czynniki technologiczne i eksploatacyjne łącznie determinują sezonową efektywność oraz długoterminowe parametry pracy pomp ciepła, wskazując na potrzebę kompleksowej oceny technicznej podczas projektowania i optymalizacji zrównoważonych systemów ogrzewania.

Oprócz parametrów technicznych istotną rolę w ocenie możliwości zastosowania i upowszechnienia technologii pomp ciepła odgrywają również aspekty ekonomiczne. Z ekonomicznego punktu widzenia ich szerokie wdrażanie jest często ograniczone stosunkowo wysokimi nakładami inwestycyjnymi w porównaniu z konwencjonalnymi technologiami grzewczymi. Całkowite nakłady inwestycyjne obejmują nie tylko zakup samego urządzenia, lecz również koszty jego montażu oraz, w wielu przypadkach, modernizacji istniejącego systemu ogrzewania budynku, szczególnie w przypadku budynków poddawanych termomodernizacji. W rezultacie początkowy koszt instalacji pompy ciepła może być od dwóch do trzech razy wyższy niż koszt tradycyjnego kotła gazowego, co nadal stanowi istotną barierę dla upowszechnienia tej technologii (Stanytsina i in., 2025; Corbett i in., 2023; Brown i in., 2024).

Chociaż pompy ciepła zazwyczaj charakteryzują się niższymi kosztami eksploatacyjnymi w całym okresie użytkowania, wynikającymi z ich wyższej efektywności energetycznej, ich ogólna opłacalność ekonomiczna zależy od takich czynników, jak ceny energii elektrycznej, efektywność systemu oraz charakterystyka energetyczna budynku. W celu ograniczenia barier finansowych w wielu krajach wprowadzono mechanizmy wsparcia, obejmujące dotacje, ulgi podatkowe, preferencyjne kredyty oraz systemy opłat związanych z emisją ditlenku węgla, wspierające transformację w kierunku niskoemisyjnych systemów ogrzewania (Corbett i in., 2023; Brown i in., 2024). Analizy empiryczne wskazują, że wsparcie finansowe pokrywające znaczącą część kosztów instalacji może istotnie przyspieszać upowszechnianie pomp ciepła, szczególnie w sektorze mieszkaniowym (Carnieletto i in., 2024).

Znaczenie rodzaju źródła ciepła oraz parametrów pracy instalacji dla kosztów eksploatacyjnych charakterystycznych dla III kwartału 2026 roku w Polsce pokazują również dane Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC, 2026). Dla budynku o powierzchni 150 m^2 i jednostkowym zapotrzebowaniu na energię użytkową do ogrzewania EU = 140 kWh/(m^2·rok) roczne koszty ogrzewania pompą ciepła grunt–woda wynoszą 5160 zł przy ogrzewaniu podłogowym (35°C) i 6740 zł przy ogrzewaniu konwekcyjnym (55°C), natomiast dla pompy powietrze–woda odpowiednio 6110 i 8050 zł. Oznacza to wzrost kosztów związany ze zwiększeniem temperatury zasilania z 35 do 55°C o około 31–32%. Dla porównania koszt ogrzewania kotłem gazowym kondensacyjnym współpracującym z grzejnikami wynosi 9810 zł/rok, a kotłem olejowym 17 050 zł/rok. Dane te wskazują, że efektywność ekonomiczna pompy ciepła zależy nie tylko od rodzaju dolnego źródła, ale również od parametrów instalacji odbiorczej i temperatury jej pracy.

W ostatnich latach prowadzone były również badania nad integracją pomp ciepła z lokalnym wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych. Essadik i in. (2024) analizowali funkcjonowanie systemów pomp ciepła wspomaganych instalacjami fotowoltaicznymi (PV) w różnych strefach klimatycznych, wykazując, że odpowiednio dobrane instalacje mogą pokrywać do 80% zapotrzebowania budynku na ciepło, przy jednoczesnej poprawie efektywności energetycznej i ograniczeniu zależności od energii elektrycznej z sieci. Dalszy rozwój tego podejścia przedstawili Namdar i in. (2025), którzy analizowali systemy łączące pompy ciepła z instalacjami fotowoltaicznymi w dzielnicach energetycznie dodatnich, w których budynki wytwarzają więcej energii, niż zużywają. Wyniki wskazują, że odpowiednio zaprojektowane konfiguracje PV–pompa ciepła mogą pokrywać do 90% zapotrzebowania budynku na ciepło, dodatkowo ograniczając zależność od zewnętrznych dostaw energii elektrycznej. Jednocześnie należy zauważyć, że w warunkach polskich, ze względu na nadal znaczący udział konwencjonalnych źródeł w krajowym miksie elektroenergetycznym, potencjał ograniczenia GWP związany z zastosowaniem pomp ciepła wymaga szczególnie wnikliwej oceny.

Pomimo rosnącej liczby badań dotyczących środowiskowej oceny pomp ciepła, wciąż niewystarczająco rozpoznane pozostaje znaczenie konfiguracji systemu grzewczego w przypadku modernizacji istniejących budynków

mieszkalnych, szczególnie w warunkach krajowego miksu elektroenergetycznego. W literaturze często analizuje się efektywność lub oddziaływanie środowiskowe samych pomp ciepła albo porównuje je z konwencjonalnymi technologiami grzewczymi, natomiast rzadziej rozpatrywany jest wpływ różnych scenariuszy modernizacji istniejącego budynku, obejmujących odmienne konfiguracje instalacji oraz zastępowane źródła ciepła, na redukcję emisji CO_2. Celem pracy jest zatem ocena wpływu różnych scenariuszy modernizacji budynku mieszkalnego z zastosowaniem pomp ciepła na potencjał globalnego ocieplenia (GWP), ze szczególnym uwzględnieniem konfiguracji instalacji grzewczej oraz rodzaju zastępowanego źródła ciepła.

Materiały i metody

Do analizy sposobów modernizacji źródła ciepła przyjęto budynek mieszkalny wzniesiony zgodnie ze standardem WT 2008, o powierzchni użytkowej 120 m^2 oraz projektowym obciążeniu cieplnym 7,2 kW obliczonym dla III strefy klimatycznej okresu zimowego. Jednostkowe zapotrzebowanie na energię użytkową do ogrzewania przyjęto na poziomie 150 kWh/(m^2·rok). Budynek wyposażony jest w instalację ogrzewania wodnego z grzejnikami konwekcyjnymi o temperaturze zasilania 55°C.

W celu określenia potencjału dekarbonizacyjnego pomp ciepła analizie poddano cztery warianty istniejących źródeł ciepła oraz ich zastąpienie trzema typami pomp ciepła: powietrze-woda, solanka-woda oraz woda-woda. Warianty bazowe reprezentują stosowane w istniejącym budownictwie źródła ciepła, natomiast warianty docelowe odpowiadają poszczególnym technologiom pomp ciepła. We wszystkich przypadkach zachowano niezmienne parametry budynku i instalacji odbiorczej, w tym zapotrzebowanie na energię użytkową do ogrzewania oraz temperaturę zasilania 55°C. Otrzymano w ten sposób zestaw zmiennych przedstawiony w Tabeli 2.

Tabela 2. Macierz wariantów modernizacji źródła ciepła. Źródło: opracowanie własne
Table 2. Matrix of heat source modernization variants. Source: authors' own study

Wariant bazowy / wariant modernizacji	M1 – pompa ciepła powietrze-woda	M2 – pompa ciepła solanka-woda	M3 – pompa ciepła woda-woda
B1 – kocioł gazowy	B1–M1	B1–M2	B1–M3
B2 – kocioł olejowy	B2–M1	B2–M2	B2–M3
B3 – kocioł węglowy	B3–M1	B3–M2	B3–M3
B4 – kocioł na pellet	B4–M1	B4–M2	B4–M3

Do analizy przyjęto trzy warianty pomp ciepła: powietrze-woda, solanka-woda oraz woda-woda. Nominalne wydajności cieplne przyjętych urządzeń wynoszą odpowiednio 16, 8 i 8 kW. W przypadku pompy powietrze-woda zastosowano urządzenie o zwiększonej nominalnej wydajności, dobrane z uwzględnieniem pracy monowalentnej przy temperaturze zewnętrznej −20°C. Dla wszystkich analizowanych pomp przyjęto temperaturę zasilania/powrotu instalacji 55/45°C. Deklarowane katalogowe wartości COP wynoszą odpowiednio 4,31 dla A10/W55, 4,68 dla B2/W55 oraz 6,00 dla W10/W55. W celu określenia potencjału dekarbonizacyjnego analizowanych źródeł ciepła wyznaczono sezonowy współczynnik efektywności (SCOP) z wykorzystaniem programu symulacyjnego WP-OPT©, służącego do projektowania, optymalizacji i symulacji pracy instalacji grzewczych z pompami ciepła. Program umożliwia określenie m.in. rocznego współczynnika efektywności SCOP, przebiegu temperatur dolnego źródła i instalacji grzewczej oraz zużycia energii elektrycznej. Obliczenia SCOP przeprowadzono zgodnie z metodyką VDI 4650, z uwzględnieniem parametrów pompy ciepła, temperatury dolnego źródła oraz wymagań temperaturowych instalacji grzewczej. Na bazie określonego SCOP wyznaczono roczne zużycie energii przez pompę ciepła.

Następnie przeprowadzono ocenę środowiskową w ujęciu cyklu życia (LCA), wykorzystując oprogramowanie SimaPro 8.0.13 oraz bazę danych ecoinvent v.3. Zakres analizy obejmował proces modernizacji źródła ciepła oraz roczną pracę systemu ogrzewania przed i po modernizacji. Metodą oceny wpływu zastosowaną w analizie była IPCC 2013 GWP100a, pozwalająca na określenie potencjału tworzenia efektu cieplarnianego w horyzoncie 100 lat, wyrażonego w kg CO_2 eq.

Proces modernizacji systemu ogrzewania scharakteryzowano poprzez porównanie emisji gazów cieplarnianych związanych z eksploatacją źródeł ciepła w wariantach bazowych oraz w odpowiadających im wariantach po modernizacji. Ponadto oszacowano nakłady środowiskowe związane z wytworzeniem pomp ciepła oraz, w przypadku gruntowej i wodnej pompy ciepła, z wykonaniem wymiennika dolnego źródła. Uwzględnienie tych nakładów pozwoliło na wyznaczenie środowiskowego czasu zwrotu, rozumianego jako okres niezbędny do zrekompensowania początkowych emisji związanych z modernizacją poprzez uzyskiwane w fazie eksploatacji ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, wyrażonych jako ekwiwalent CO_2.

Wyniki

Na podstawie zapotrzebowania na energię użytkową do ogrzewania budynku oraz raportów programu WOPT do obliczeń sezonowego współczynnika efektywności SCOP obliczono roczne zużycie energii przez poszczególne źródła ciepła. W przypadku źródeł konwencjonalnych zużycie energii określono na podstawie sprawności konwersji energii chemicznej paliwa w kotle, natomiast w przypadku pomp ciepła – na podstawie sezonowego współczynnika efektywności SCOP (Tabela 3).

Kocioł węglowy stanowi źródło reprezentujące technologię o niskiej sprawności, obecnie niedostępną w sprzedaży. Z kolei wyniki uzyskane dla pomp ciepła reprezentują rozwiązania aktualnie dostępne rynkowo. Wyniki oceny środowiskowej metodą IPCC 100a procesów dostarczania ciepła w skali jednego roku wskazują na wyraźne zróżnicowanie potencjału tworzenia efektu cieplarnianego pomiędzy analizowanymi źródłami ciepła. Dla wariantów bazowych wartość GWP wyniosła 5019,5 kg CO_2 eq/rok dla kotła gazowego (B1), 5738,5 kg CO_2 eq/rok dla kotła

olejowego (B2), 11 166,1 kg CO_2 eq/rok dla kotła węglowego (B3) oraz 1776,8 kg CO_2 eq/rok dla kotła na pellet (B4). W przypadku pomp ciepła uzyskane wartości wyniosły odpowiednio 3224,1 kg CO_2 eq/rok dla pompy powietrze-woda (M1), 2714,5 kg CO_2 eq/rok dla pompy solanka-woda (M2) oraz 2288,4 kg CO_2 eq/rok dla pompy woda-woda (M3). Spośród analizowanych pomp ciepła najniższą wartość GWP uzyskano dla pompy woda-woda, natomiast najwyższą dla pompy powietrze-woda. Wartości dla wszystkich trzech pomp ciepła są niższe niż dla kotłów gazowego, olejowego i węglowego, jednak wariant B4 – kocioł na pellet – charakteryzuje się niższą wartością GWP niż wszystkie analizowane pompy ciepła. Niska wartość GWP dla kotła na biomasę wynika ze sposobu traktowania emisji biogenicznego CO_2 w analizie cyklu życia. Emisje CO_2 powstające podczas spalania biomasy nie są uwzględniane jako obciążenie środowiskowe netto, ponieważ węgiel zawarty w biomasie został wcześniej pobrany z atmosfery w stosunkowo krótkim cyklu wzrostu biomasy i jest następnie uwalniany podczas jej spalania. Wartość GWP przypisana do wariantu B4 wynika zatem przede wszystkim z procesów związanych z przygotowaniem i obróbką biomasy, jej transportem oraz eksploatacją kotła, w tym zużyciem energii i związanymi z nim emisjami.

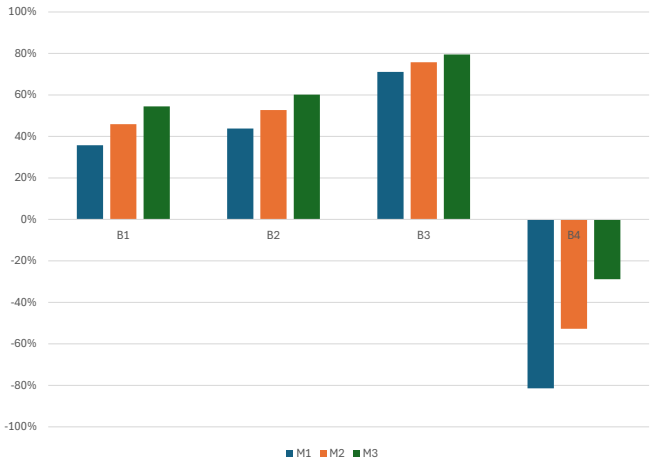
Tabela 3. Wyniki analizy energetycznej źródeł ciepła w wariantach bazowych i modernizacyjnych. Źródło: opracowanie własne
Table 3. Energy analysis results for heat sources in the baseline and modernization variants. Source: authors' own study

Wariant	Rodzaj źródła	Sprawność [%] / SCOP [–]	Roczne zużycie energii [kWh/rok]
B1	kocioł gazowy	92%	19 565
B2	kocioł olejowy	90%	20 000
B3	kocioł węglowy	64%	28 125
B4	kocioł na pellet	84%	21 429
M1	pompa ciepła powietrze-woda	3,62	4 972
M2	pompa ciepła solanka-woda	4,30	4 186
M3	pompa ciepła woda-woda	5,10	3 529

Zastosowanie pomp ciepła prowadziło do istotnego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku zastąpienia kotłów gazowego, olejowego i węglowego (Tabela 4). Skala redukcji zależała zarówno od rodzaju zastępowanego źródła ciepła, jak i zastosowanej technologii pompy ciepła. Największe ograniczenie emisji uzyskano w przypadku zastąpienia kotła węglowego, następnie olejowego i gazowego. W każdym z tych przypadków najniższe wartości GWP uzyskano dla pompy woda–woda, następnie solanka–woda i powietrze–woda. Zależność tę potwierdza również procentowy potencjał redukcji przedstawiony na Rysunku 1. Odmienny rezultat uzyskano dla kotła na pellet, którego zastąpienie pompą ciepła prowadziło do wzrostu GWP, co znalazło odzwierciedlenie w ujemnych wartościach potencjału redukcji. Wyniki wskazują zatem, że efekt środowiskowy zastosowania pompy ciepła jest silnie uzależniony od rodzaju zastępowanego źródła ciepła, a także od zastosowanej technologii dolnego źródła.

Tabela 4. Zmiana emisji gazów cieplarnianych w wyniku zastosowania pomp ciepła względem wariantów bazowych, kg CO_2 eq/rok. Źródło: opracowanie własne
Table 4. Change in greenhouse gas emissions resulting from the use of heat pumps compared with the baseline variants, kg CO_2 eq/year. Source: authors' own study

Wariant bazowy / wariant modernizacji	M1	M2	M3
B1	1795,4	2305,1	2731,1
B2	2514,4	3024,1	3450,1
B3	7942,0	8451,6	8877,7
B4	-1447,3	-937,6	-511,6



Rysunek 1. Potencjał dekarbonizacji analizowanych wariantów modernizacji źródła ciepła, %. Źródło: opracowanie własne
Figure 1. Decarbonization potential of the analyzed heat source modernization variants, %. Source: authors' own study

Wyniki analizy środowiskowego czasu zwrotu wskazują, że zastosowanie pomp ciepła pozwala na stosunkowo szybkie zrekompensowanie początkowych nakładów emisyjnych związanych z modernizacją. Dla zastąpienia kotła gazowego (B1) czas zwrotu emisji GWP wynosi 1,2 roku dla M1, 1,1 roku dla M2 oraz 0,8 roku dla M3. W przypadku modernizacji kotła olejowego (B2) uzyskano odpowiednio 0,8, 0,8 oraz 0,6 roku, natomiast dla kotła węglowego (B3) zaledwie 0,3, 0,3 oraz 0,2 roku. Najkrótsze czasy zwrotu uzyskano zatem dla modernizacji kotła węglowego, co wynika z dużej różnicy emisji pomiędzy wariantem bazowym o niskiej sprawności, a eksploatacją pomp ciepła. We wszystkich analizowanych przypadkach najkrótszy czas zwrotu uzyskano dla pompy woda–woda (M3), co jest związane z jej najniższą wartością GWP w fazie eksploatacji. W przypadku kotłów gazowego i olejowego różnice pomiędzy poszczególnymi typami pomp są niewielkie, natomiast dla kotła węglowego czas zwrotu jest bardzo krótki niezależnie od zastosowanego rodzaju pompy.

Dyskusja

Jakkolwiek uproszczona analiza z wykorzystaniem jednej metody oceny wpływu cyklu życia – IPCC 2013 GWP100a – nie pozwala na pełną ocenę wszystkich potencjalnych oddziaływań środowiskowych związanych z analizowanymi źródłami ciepła, umożliwia ona jednoznaczną ocenę ich wpływu na zmiany klimatu oraz określenie potencjału dekarbonizacyjnego. W analizowanym przypadku potencjał ten należy uznać za znaczący, przy czym

jego wielkość zależy zarówno od rodzaju zastępowanego źródła ciepła, jak i zastosowanej technologii pompy ciepła.

Uzyskane wyniki są zgodne z wnioskami przedstawionymi w przeglądzie literatury (Żelazna i Pawłowski, 2025), w którym wskazano na istotny potencjał pomp ciepła w ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych związanych z ogrzewaniem budynków. W szczególności wyniki niniejszej analizy potwierdzają obserwowaną w literaturze zależność, zgodnie z którą pompy ciepła wykorzystujące bardziej stabilne dolne źródła mogą charakteryzować się niższymi emisjami GHG niż pompy powietrzne. W analizowanym przypadku wartość GWP była najniższa dla pompy woda–woda (M3), następnie dla pompy solanka-woda (M2), a najwyższa dla pompy powietrze-woda (M1). Należy jednak podkreślić, że różnice w wynikach uzyskanych w poszczególnych badaniach mogą wynikać z odmiennych założeń metodologicznych, w tym granic systemu, jednostki funkcjonalnej, warunków eksploatacji oraz przyjętej emisyjności energii elektrycznej.

Masternak i in. (2024), analizując cykl życia pomp ciepła powietrze-woda i kotłów gazowych w 18 krajach europejskich, wykazali, że w przypadku nowszych budynków zastosowanie pompy ciepła prowadziło do średniej redukcji wpływu na zmiany klimatu o 54%. Autorzy wskazali jednocześnie na istotne znaczenie krajowego miksu elektroenergetycznego oraz charakterystyki energetycznej budynku dla uzyskiwanych efektów środowiskowych. Pomimo wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii, emisyjność polskiego miksu energetycznego pozostaje relatywnie wysoka na tle średniej europejskiej, co ogranicza korzyści środowiskowe wynikające z elektryfikacji systemów ogrzewania. W niniejszej analizie redukcja GWP dla wariantu B1–M1 wyniosła 36%, co może być związane m.in. z warunkami klimatycznymi, charakterystyką energetyczną budynku, parametrami pracy pompy ciepła oraz charakterystyką polskiego systemu elektroenergetycznego.

Interesującym wynikiem analizy jest przypadek kotła na biomasę B3. W przeciwieństwie do pozostałych wariantów bazowych, jego zastąpienie pompą ciepła prowadziło do zwiększenia wartości GWP. Wynik ten należy interpretować z uwzględnieniem przyjętego sposobu bilansowania emisji biogenicznego CO_2. W analizie emisje CO_2 powstające podczas spalania biomasy nie stanowią obciążenia netto w kategorii zmian klimatu, natomiast uwzględniane są emisje związane z pozyskaniem, przetwarzaniem i transportem biomasy oraz eksploatacją kotła. W konsekwencji niska wartość GWP wariantu B4 pokazuje, że korzyści klimatyczne wynikające z zastosowania pompy ciepła zależą nie tylko od jej efektywności energetycznej, lecz również od sposobu bilansowania emisji związanych z zastępowanym paliwem. Jednocześnie należy podkreślić, że zastosowanie jednej kategorii wpływu środowiskowego, tj. GWP, nie pozwala na ocenę wszystkich efektów środowiskowych związanych z zastąpieniem kotła na biomasę pompą ciepła. Pomimo braku redukcji GWP w wariantach B4–M1–M3, modernizacja taka może przynosić dodatkowe korzyści środowiskowe, w szczególności w zakresie ograniczenia lokalnych emisji pyłów oraz innych zanieczyszczeń powietrza związanych z eksploatacją kotłów na paliwa stałe.

Wyniki wskazują również na zależność potencjału dekarbonizacyjnego od rodzaju dolnego źródła pompy ciepła. Dla wszystkich trzech źródeł bazowych charakteryzujących się wyższym GWP niż pompy ciepła (B1–B3) najniższą emisję uzyskano dla pompy woda–woda (M3), następnie dla pompy solanka-woda (M2), natomiast najwyższą dla pompy powietrze-woda (M1). Uzyskana zależność znajduje potwierdzenie w badaniach literaturowych. Violante i in. (2022), w porównawczej analizie LCA pomp ciepła powietrze-woda i solanka-woda, wykazali, że mimo większych oddziaływań związanych z produkcją i instalacją systemu gruntowego, w fazie eksploatacji to pompa powietrze–woda charakteryzowała się nieco wyższymi oddziaływaniami, a w ujęciu całego cyklu życia system gruntowy uzyskał korzystniejsze wyniki środowiskowe. Podobne zależności wskazali Shamoushaki i Koh (2024), którzy przeprowadzili porównawczą analizę cyklu życia ASHP, GSHP i WSHP. W większości analizowanych kategorii oddziaływania ASHP charakteryzowała się najwyższymi obciążeniami środowiskowymi, przy czym głównymi źródłami oddziaływań były procesy eksploatacji i wytwarzania pomp ciepła.

Przeprowadzona analiza nie wyczerpuje złożoności zagadnienia środowiskowej oceny modernizacji źródeł ciepła. Na uzyskiwane efekty środowiskowe wpływa bowiem szereg dodatkowych czynników, nieuwzględnionych w niniejszym badaniu, w tym rodzaj instalacji odbiorczej i jej parametry temperaturowe, zmiany charakterystyki energetycznej budynku, rozwiązania konstrukcyjne pomp ciepła, sposób ich sterowania oraz rodzaj zastosowanego czynnika chłodniczego. Czynniki te stanowią potencjalne zmienne dalszych analiz, pozwalających na bardziej szczegółową ocenę warunków determinujących efekty dekarbonizacyjne poszczególnych technologii. Niemniej uzyskane wyniki wskazują na istotny potencjał dekarbonizacyjny modernizacji źródeł ciepła z wykorzystaniem pomp ciepła w warunkach polskiego systemu elektroenergetycznego.

Wnioski

Przeprowadzona analiza pozwoliła na ocenę potencjału dekarbonizacyjnego zastępowania konwencjonalnych źródeł ciepła pompami ciepła w istniejącym budynku mieszkalnym, z uwzględnieniem wpływu różnych technologii pomp ciepła na emisję GHG w cyklu życia.

Pompy ciepła wykazują istotny potencjał dekarbonizacyjny w modernizacji istniejących systemów ogrzewania budynków w warunkach polskiego systemu elektroenergetycznego. Największą redukcję GWP uzyskano dla zastąpienia kotła węglowego.

Rodzaj dolnego źródła ma istotne znaczenie dla efektu środowiskowego. W analizowanych warunkach najniższe wartości GWP uzyskano dla pompy woda-woda, następnie solanka-woda, a najwyższe dla pompy powietrze-woda.

Środowiskowy czas zwrotu wyniósł od 0,2 do 1,2 roku dla analizowanych wariantów B1–B3, przy czym najkrótsze okresy uzyskano dla zastąpienia kotła węglowego. Wyniki wskazują zatem, że początkowe obciążenia środowiskowe związane z zastosowaniem pomp ciepła mogą zostać szybko skompensowane przez ograniczenie emisji GHG w fazie użytkowania.

Zastąpienie kotła na pellet pompą ciepła nie prowadziło do redukcji GWP w przyjętym modelu. Wynik ten należy wiązać przede wszystkim ze sposobem bilansowania biogenicznego CO_2 w analizie LCA.

Zastosowana analiza GWP nie obejmuje pełnego spektrum oddziaływań środowiskowych. Dalsze badania powinny ponadto uwzględniać m.in. rodzaj instalacji odbiorczej, zmiany charakterystyki energetycznej budynku, rozwiązania konstrukcyjne pomp ciepła, sposób ich sterowania oraz rodzaj czynnika chłodniczego.

Bibliografia

Aprianti, T., Tan, E., Diu, C., Sprivulis, B., Ryan, G., Srinivasan, K., & Chua, H. T. (2021). A comparison of ground and air source heat pump performance for domestic applications: A case study in Perth, Australia. *International Journal of Energy Research*, 45(15), 20686–20699. https://doi.org/10.1002/er.7133

Autelitano, K., Famiglietti, J., Toppi, T., & Motta, M. (2023). Empirical power-law relationships for the Life Cycle Assessment of heat pump units. *Cleaner Environmental Systems*, 10, 100135. https://doi.org/10.1016/j.cesys.2023.100135

Brown, C., Hampton, S., & Fawcett, T. (2024). Accelerating Renewable Heat: Overcoming Barriers to Shared-Loop Ground Source Heat Pump Systems in the United Kingdom. *Energy Research & Social Science*, 115, 103644. https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103644

Carnieletto, L., Kazanci, O. B., Olesen, B. W., Zarrella, A., & Pasut, W. (2024). Combining Energy Generation and Radiant Systems: Challenges and Possibilities for Plus Energy Buildings. *Energy and Buildings*, 325, 114965. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114965

Corbett, M., Rhodes, E., Pardy, A., & Long, Z. (2023). Pumping Up Adoption: The Role of Policy Awareness in Explaining Willingness to Adopt Heat Pumps in Canada. *Energy Research & Social Science*, 96, 102926. https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102926

Dong, X., Tian, Q., & Li, Z. (2017). Experimental investigation on heating performance of solar integrated air source heat pump. *Applied Thermal Engineering*, 123, 1013–1020. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.05.183

Dongellini, M., Natale, C., Naldi, C., Rossi di Schio, E., Valdiserri, P., & Morini, G. L. (2023). Energy and Environmental Performance Comparison of Heat Pump Systems Working with Alternative Refrigerants. *Applied Sciences*, 13, 7238. https://doi.org/10.3390/app13127238

Essadik, M., Ouderji, Z. H., McKeown, A., Lu, Y., & Yu, Z. (2024). A multi-valve flexible heat pump system with latent thermal energy storage for defrosting operation. *Energy and Buildings*, 321, 114656. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114656

Famiglietti, J., Toppi, T., Bonalumi, D., & Motta, M. (2023). Heat pumps for space heating and domestic hot water production in residential buildings, an environmental comparison in a present and future scenario. *Energy Conversion and Management*, 276, 116527. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116527

IEA. (2022). The Future of Heat Pumps. International Energy Agency, Paris. https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps

Kudela, L., Špiláček, M., & Pospíšil, J. (2021). Influence of control strategy on seasonal coefficient of performance for a heat pump with low-temperature heat storage in the geographical conditions of Central Europe. *Energy*, 234, 121276. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121276

Marinelli, S., Lolli, F., Gamberini, R., & Rimini, B. (2019). Life cycle thinking (LCT) applied to residential heat pump systems: A critical review. *Energy and Buildings*, 185, 210–223. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.12.035

Masternak, C., Meunier, S., Reinbold, V., Saelens, D., Marchand, C., & Leroy, Y. (2024). Potential of air-source heat pumps to reduce environmental impacts in 18 European countries. *Energy,* 292, 130487. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130487

Mattinen, M. K., Nissinen, A., Hyysalo, S., & Juntunen, J. K. (2015). Energy use and greenhouse gas emissions of air-source heat pump and innovative ground-source air heat pump in a cold climate. *Journal of Industrial Ecology*, 19, 61–70. https://doi.org/10.1111/jiec.12166

Moore, A. D., Urmee, T., Martin, A., & Walker, E. (2017). Life cycle assessment of domestic heat pump hot water systems in Australia. *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, 2, 38. https://doi.org/10.1051/rees/2017043

Namdar, H., Rossi di Schio, E., Semprini, G., & Valdiserri, P. (2025). Photovoltaic-thermal solar-assisted heat pump systems for building applications: A technical review on direct expansion systems. *Energy and Buildings*, 334, 115516. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2025.115516

Olczak, P., Żelazna, A., Matuszewska, D., & Olek, M. (2021). The "My Electricity" program as one of the ways to reduce CO_2 emissions in Poland. *Energies*, 14(22), 7679. https://doi.org/10.3390/en14227679

RB&M Research. (2024). In-situ heat pump performance. Analysis of Ofgem data 2017–2022. https://www.recc.org.uk/pdf/rbandm-research-project.pdf

Rossi di Schio, E., Ballerini, V., Dongellini, M., & Valdiserri, P. (2021). Defrosting of Air-Source Heat Pumps: Effect of Real Temperature Data on Seasonal Energy Performance for Different Locations in Italy. *Applied Sciences*, 11, 8003. https://doi.org/10.3390/app11178003

Sevindik, S., & Spataru, C. (2020). Life Cycle Assessment of Domestic Heat Pumps with Gas Boiler and Hybrid Scenario Analysis in the UK. In S. O. Akansu & S. Unalan (Eds.), *Proceedings of the International Conference on Energy, Environment and Storage of Energy (ICEESEN)*, Kayseri, Turkey, 19–21 November 2020. ISBN 978-625-409-147-6. https://discovery.ucl.ac.uk/id/eprint/10119134

Stanytsina, I., Melnyk, A., Savula, Y., & Loboda, M. (2025). Comparative Analysis of Levelized Cost of Heat in Implemented and Calculated Heat Supply Systems with Heat Pumps in Ukraine. Energies, 18, 1110. https://doi.org/10.3390/en18051110

PORT PC. (2026). *Kalkulator POBE – koszty ogrzewania w typowych budynkach w III kwartale 2026 r.* https://portpc.pl/kalkulator-koszty-ogrzewania-budynku/

Sui, Y., Sui, Z., Liang, G., & Wu, W. (2023). Superhydrophobic Microchannel Heat Exchanger for Electric Vehicle Heat Pump Performance Enhancement. *Sustainability,* 15, 13998. https://doi.org/10.3390/su151813998

Underwood, C. P. (2015). Fuzzy multivariable control of domestic heat pumps. *Applied Thermal Engineering*, 90, 957–969. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.07.068

Violante, A. C., Donato, F., Guidi, G., & Proposito, M. (2022). Comparative life cycle assessment of a ground source heat pump vs. an air source heat pump. *Renewable Energy,* 188, 1029–1037. https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.02.075

Xi, L., Wang, L., Zhao, C., Luo, X., & Feng, B. (2022). Research on Fuzzy Control Strategy of Heating Condition Based on Electric Vehicle Heat Pump Air Conditioner. *Academic Journal of Science and Technology*, 3(3), 175–181. https://doi.org/10.54097/ajst.v3i3.2932

Xue, T. (2025). Modelling, design, and control of hybrid ground source heat pump system coupled with district heating. Aalto University publication series Doctoral Theses, Finland. https://aaltodoc.aalto.fi/

Żelazna, A., Gołębiowska, J., & Kosaryha, D. (2024). Multi-Criteria Study on Ground Source Heat Pump with Different Types of Heat Exchangers. *Energies*, 17, 602. https://doi.org/10.3390/en17030602

Żelazna, A., & Pawłowski, A. (2025). Review of the Role of Heat Pumps in Decarbonization of the Building Sector. *Energies*, 18, 3255. https://doi.org/10.3390/en18133255

Zastrzeżenie: Oświadczenia, opinie i dane przedstawione w publikacjach są wyłączną odpowiedzialnością ich autorów i nie odzwierciedlają stanowiska redakcji *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*. Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek szkody dotyczące osób lub mienia wynikające z idei, metod, zaleceń lub produktów omawianych w treści publikacji. *Artykuł udostępniony na licencji Creative Commons CC BY 4.0.*

Disclaimer: The statements, opinions, and data presented in the publications are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the views of the editorial board of *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja.* The editorial board assumes no responsibility or liability for any injury to persons or damage to property resulting from any ideas, methods, instructions, or products referred to in the content of the publications. *The article is distributed under the Creative Commons CC BY 4.0 license.*

DOI: 10.65545/COW.2026.10.02



Analiza integracji systemu PV z magazynem energii w istniejącym budynku jednorodzinnym

PV and energy storage system integration in an existing single-family house



Dr inż. Anna Justyna Werner-Juszczuk
ORCID ID: 0000-0002-5460-7874
Wydział Budownictwa i Nauk o Środowisku
Politechnika Białostocka
a.juszczuk@pb.edu.pl



Dr inż. Piotr Rynkowski
ORCID ID: 0000-0002-2380-5181
Wydział Budownictwa i Nauk o Środowisku
Politechnika Białostocka



Prof. dr hab. inż. Dorota Anna Krawczyk
ORCID ID: 0000-0002-3118-2236
Wydział Budownictwa i Nauk o Środowisku
Politechnika Białostocka

Słowa kluczowe: emisja CO_2, energia słoneczna, samowystarczalność energetyczna, budynek zeroemisyjny

Streszczenie

Zgodnie z najnowszą dyrektywą Unii Europejskiej w sprawie charakterystyki energetycznej budynków EPBD wszystkie budynki mieszkalne będą musiały być zeroemisyjne od 2050 roku. Spełnienie tych warunków będzie wymagać przeprowadzenia renowacji budynków nie tylko w zakresie izolacyjności termicznej przegród zewnętrznych i stolarki okienno-drzwiowej, ale przede wszystkim w zakresie źródeł ciepła i energii elektrycznej. Celem pracy jest określenie jak wykorzystanie paneli fotowoltaicznych (PV) oraz magazynu energii w budynku jednorodzinnym wpłynęło na pokrycie zapotrzebowania budynku na energię elektryczną i emisję zanieczyszczeń. Źródłem danych było rzeczywiste zużycie energii elektrycznej przez budynek w wybranym roku kalendarzowym obejmujące zużycie energii elektrycznej przez źródło ciepła, oświetlenie, sprzęt RTV i AGD i inne urządzenia zasilane energią elektryczną. Analizę przeprowadzono dla istniejącego budynku jednorodzinnego zlokalizowanego w Białymstoku z mikro-instalacją PV o mocy zainstalowanej 6,24 kWp. Analiza emisji obejmowała zanieczyszczenia: CO_2, NO_x, SO_2 oraz pyły.

Montaż systemu PV w budynku wpłynął na zmniejszenie ilości energii elektrycznej pobranej z sieci energetycznej i tym samym emisji zanieczyszczeń o 34%, zapewniając samowystarczalność budynku na poziomie 35%. Zastosowanie magazynu energii elektrycznej o pojemności 10 kWh zwiększyło samowystarczalność budynku do 63% oraz przyczyniło się do spadku emisji CO_2 o 1754 kg. Analiza potwierdza istotną rolę energii słonecznej w spełnieniu wymagań dyrektywy Europejskiej EPBD w zakresie emisyjności budynków.

Keywords: CO_2 emissions, solar energy, energy self-sufficiency, zero-emission building

Abstract

According to the latest European Union Energy Performance of Buildings Directive (EPBD), all residential buildings are required to become zero-emission buildings by 2050. Meeting these requirements will necessitate building renovations not only in terms of improving the thermal insulation of external envelopes, windows and doors, but also, and most importantly, in relation to heat and electricity supply systems.

The aim of this study was to determine how the use of photovoltaic (PV) panels and battery energy storage in a single-family house affected the coverage of the building's electricity demand and the reduction of pollutant emissions. The analysis was based on actual electricity consumption data recorded over a selected calendar year, including electricity used for the heating system, lighting, household appliances, consumer electronics, and other electrically powered devices. The study was conducted for an existing single-family house located in Białystok, Poland, equipped with a PV micro-installation with an installed capacity of 6.24 kWp. The emissions analysis covered CO_2, NO_x, SO_2, and particulate matter.

The installation of the PV system reduced the amount of electricity imported from the grid and consequently lowered pollutant emissions by 34%, while increasing the building's electricity self-sufficiency to 35%. The application of a 10 kWh battery energy storage system further increased self-sufficiency to 63% and resulted in a reduction of CO_2 emissions by 1,754 kg. The results confirm the significant role of solar energy in meeting the EPBD requirements regarding building decarbonization and emissions reduction.

Wstęp

W związku z malejącymi zasobami paliw kopalnych, kryzysem energetycznym oraz zmianami klimatycznymi Unia Europejska ustanowiła tzw. Europejski Zielony Ład, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku (Komisja Europejska, 2019). Jednym z najbardziej energochłonnych sektorów gospodarki jest budownictwo, które odpowiada aż za 40% zużycia energii w Unii Europejskiej (Komisja Europejska, 2024). Stąd od wielu lat prowadzone są działania zmierzające do zmniejszenia energochłonności budynków, czego jednym z przykładów jest opublikowana po raz pierwszy w 2002 roku dyrektywa Unii Europejskiej w sprawie charakterystyki energetycznej budynków EPBD (ang. *Energy Performance of Buildings Directive*). Zgodnie z nowelizacją z 2024 roku wszystkie nowe budynki mają być bezemisyjne od roku 2030 (Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej, 2024). Średnie zużycie energii pierwotnej wszystkich budynków mieszkalnych ma być obniżone co najmniej o 16% do roku 2030 i o 20–22% do roku 2035. Od 2050 r. wszystkie budynki istniejące w UE powinny być bezemisyjne.

Dyrektywa EPBD definiuje budynek bezemisyjny jako „budynek o bardzo wysokiej charakterystyce energetycznej (…), wymagający zerowej lub bardzo małej ilości energii, niewytwarzający na miejscu emisji dwutlenku węgla z paliw kopalnych i wytwarzający zerowe lub bardzo małe ilości operacyjnych emisji gazów cieplarnianych (...)" (Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej, 2024). Celem osiągnięcia tak wysokich wymagań konieczne jest stosowanie odnawialnych źródeł energii cieplnej i elektrycznej. Dyrektywa EPBD jasno wskazuje, że jednym z gwarantów zmniejszenia emisyjności budynków jest wykorzystanie energii słonecznej, nakładając na nowo wybudowane budynki mieszkalne obowiązek stosowania instalacji słonecznych od 2030 roku.

W Polsce udział gospodarstw domowych w krajowym zużyciu energii elektrycznej w 2024 roku wyniósł 20,2%. Natomiast 19,4% całkowitego pozyskania energii słonecznej w Polsce stanowiła energia wytworzona w gospodarstwach domowych, przy czym wartość ta uwzględnia zarówno produkcję energii elektrycznej przez systemy fotowoltaiczne, jak i energii cieplnej w kolektorach słonecznych (GUS, 2026). Tak wysoki udział gospodarstw domowych wynika z intensywnego rozwoju rynku mikroinstalacji PV w Polsce, który zapoczątkowało ogłoszenie w 2019 roku programu „Mój Prąd" dofinansującego te systemy. W roku 2018 liczba mikroinstalacji PV w Polsce wynosiła 55 tys., podczas gdy w roku 2024 przekroczyła liczbę 1,5 mln (URE, 2019, 2025). Po 2019 r. ogłaszano kolejne edycje programu, poszerzając jednocześnie zakres dofinansowania o magazyny energii i ciepła (od 2023 roku) (Mój Prąd, 2019). Obecna edycja „Przydomowe Magazyny Energii" umożliwia dofinansowanie zakupu i montażu magazynów energii elektrycznej o pojemności 10 kWh oraz falowników hybrydowych, a także zakup i montaż magazynów ciepła w postaci zasobników c.w.u. i buforów ciepła współpracujących ze źródłami elektrycznymi i pompami ciepła (Przydomowe Magazyny, 2026). Działania te są istotnym elementem transformacji energetycznej budownictwa mieszkalnego jednorodzinnego, nie tylko w obszarze budynków nowobudowanych, lecz także istniejących.

W artykule dokonano oceny wykorzystania odnawialnych źródeł energii na cele produkcji energii elektrycznej w istniejącym budynku jednorodzinnym, zlokalizowanym w północno-wschodniej Polsce. Analiza obejmuje pięć wariantów: wariant bez paneli PV, z panelami PV, wariant z panelami PV i magazynem energii elektrycznej o pojemności 2,5 kWh, 10 kWh i 15 kWh.

Dokonano porównania autokonsumpcji energii elektrycznej produkowanej przez system PV bez i z magazynem energii elektrycznej o trzech pojemnościach. Określono samowystarczalność budynku dla analizowanych wariantów w zakresie energii elektrycznej. Obliczono jak wykorzystanie paneli PV oraz systemu PV z magazynem energii elektrycznej wpływa na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń przez budynek w zakresie CO_2, SO_2, NO_x oraz pyłu całkowitego. Analiza uwzględnia rzeczywiste całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną budynku w wybranym roku kalendarzowym na cele systemu grzewczego, przygotowania ciepłej wody użytkowej i urządzeń pomocniczych tych systemów, oraz na cele oświetlenia, sprzętu RTV, AGD i pozostałego wyposażenia budynku zasilanego energią elektryczną.

Materiały i metody

Opis obiektu badań

Przedmiotem analizy jest istniejący budynek z poddaszem użytkowym zlokalizowany w Białymstoku. Dach budynku jest dwuspadowy o połaciach zorientowanych w kierunku północ-południe i kącie nachylenia 42°. Budynek jest podłączony do miejskiej sieci energetycznej i brak w nim magazynów energii elektrycznej. Na połaci południowej budynku zlokalizowanych jest 16 paneli PV monokrystalicznych Q-CELLS G9 o mocy 390 Wp każdy, o łącznej mocy 6,24 kWp (Rysunek 1). Sprawność STC (Standard Test Conditions) modułu wynosi minimum niż 20,6%, roczny poziom degradacji wynosi 0,5%. System PV jest wyposażony w inwerter FRONIUS 5.0-3-M. Instalacja na budynku została wykonana przed 1 kwietnia 2022 roku i pracuje w systemie net-metering (Werner-Juszczuk, 2025).



Rysunek 1. Widok analizowanego budynku z systemem fotowoltaicznym (GIS Białystok, 2026)
Figure 1. View of the analyzed building equipped with a photovoltaic system (GIS Białystok, 2026)

Metodologia obliczeń

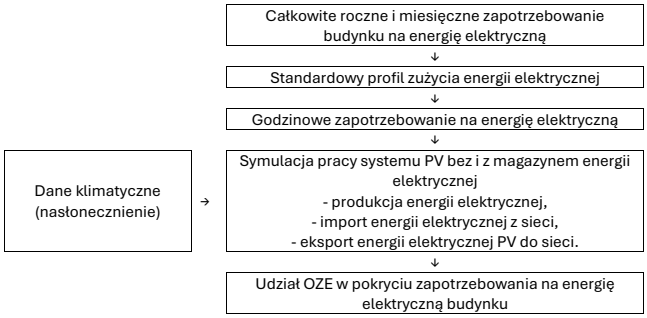
Schemat przeprowadzonych obliczeń przedstawiono na Rysunku 2, a poszczególne kroki omówiono w kolejnych podrozdziałach. Analiza jest oparta na rzeczywistych danych dotyczących pracy systemu PV w budynku

i uwzględnia całkowite zużycie energii elektrycznej w budynku wynikające z działania wyposażenia technicznego budynku oraz codziennego użytkowania budynku, w tym oświetlenia (Krawczyk i in., 2025).

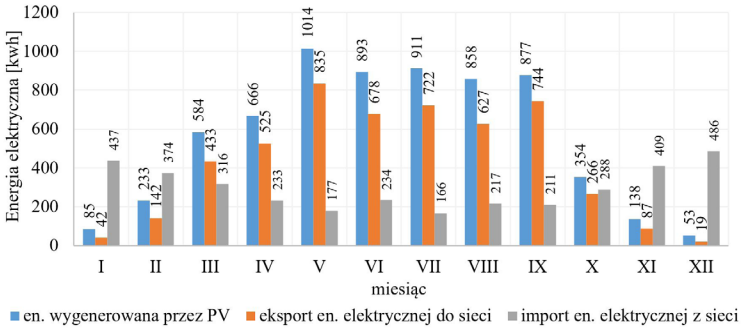
Celem przeprowadzenia symulacji systemu PV z magazynem energii konieczne było pozyskanie godzinowych danych w zakresie nasłonecznienia w lokalizacji budynku. Dane zaczerpnięto z platformy Komisji Europejskiej (PGIS, 2026), z uwzględnieniem rzeczywistego kąta nachylenia i orientacji paneli PV.

Na podstawie wielkości zapotrzebowania energii elektrycznej budynku i wielkości energii importowanej dla wariantów określono poziom autokonsumpcji energii produkowanej przez system PV.

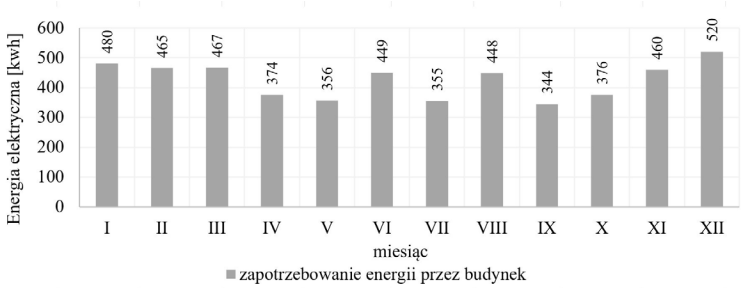
Istotnym parametrem pozwalającym na ocenę zasadności wykorzystania systemu PV w budynku jest samowystarczalność energetyczna budynku, określona jako procent, w którym budynek jest wstanie samodzielnie pokryć zapotrzebowanie na energię elektryczną.



Rysunek 2. Schemat obliczeń. Źródło: opracowanie własne
Figure 2. Calculation procedure. Source: authors' own study



Rysunek 3. Produkcja energii elektrycznej przez system PV w 2023 roku oraz energia pobrana i wyeksportowana do sieci energetycznej. Źródło: opracowanie własne
Figure 3. Electricity production of the photovoltaic system in 2023, along with energy imported from and exported to the electricity grid. Source: authors' own study



Rysunek 4. Rzeczywiste zapotrzebowanie budynku na energię elektryczną w roku 2023. Źródło: opracowanie własne
Figure 4. Actual electrical energy demand of the building in 2023. Source: authors' own study

System PV

Analizę oparto na rzeczywistych danych budynku dla 2023 roku pozyskanych z aplikacji Solar.web, która służy do monitorowania istniejącej instalacji PV. Dane pomiarowe obejmowały: energię elektryczną produkowaną przez system PV, energię elektryczną importowaną z sieci energetycznej i energię elektryczną eksportowaną do sieci, wskutek jej niewykorzystania przez budynek. W 2023 roku system PV wyprodukował 6667 kWh energii elektrycznej, z sieci pobrano 3548 kWh, a wyeksportowano do sieci 5120 kWh (Rysunek 3) (Werner-Juszczuk, 2025).

Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną budynku wyniosło 5095 kWh. Przy czym zapotrzebowanie istotnie zależało od miesiąca, osiągając minimum we wrześniu i maksimum w grudniu (Rysunek 4). Najwyższe zapotrzebowanie występowało w miesiącach zimowych, co jest związane z pracą źródła ciepła oraz dłuższym czasem działania oświetlenia.

Magazyn energii elektrycznej

Istnieje kilka propozycji doboru wielkości magazynu energii elektrycznej, które są stosowane w praktyce projektowe. Niezależnie od przyjętej metody pojemność magazynu należy dobierać uwzględniając profil zużycia energii elektrycznej. W przypadku analizowanego domu jednorodzinnego, uwzględniając aspekt ekonomiczny, rekomendowana pojemność magazynu energii to najczęściej około 10 kWh. Pojemność ta jednak nie pozwala na wykorzystanie potencjału PV. Rozsądnym zakresem jest pojemność magazynu rzędu 12–15 kWh. W przypadku odpowiednio dużego profilu zużycia, na przykład użytkowanie samochodu elektrycznego, pojemność może być większa – 20–25 kWh. Większe pojemności są ekonomicznie mało uzasadnione. W Polsce funkcjonowało zalecenie związane z programem Mój Prąd 6.0, według którego pojemność magazynu powinna wynosić co najmniej 1,5 kWh na 1 kWp PV, co dla zamontowanej mocy paneli PV (6,24 kWp) oznacza pojemność magazynu 9,36 kWh (Mój Prąd). Obecnie w programie „Przydomowe Magazyny Energii" przewiduje się wielkość minimalną dla magazynu energii 10 kWh (Przydomowe Magazyny, 2026). Według „Kalkulatora wielkości przydomowego magazynu energii" dostępnego na stronach Ministerstwa Klimatu i Środowiska (Ministerstwa Klimatu i Środowiska, 2022) dla analizowanej instalacji PV i profilu zużycia energii elektrycznej dobrana wielkość magazynu to 2,5 kWh.

W artykule przyjęto do analizy trzy wielkości magazynu energii elektrycznej: 2,5 kWh, 10 kWh i 15 kWh.

Ze względu na wolniejszy proces starzenia baterii, w symulacji przyjęto zakres stanu naładowania baterii (SOC) w granicach 25–90%. Wartości 30–70% są bardziej korzystne dla żywotności, jednak ze względu na kompromis między żywotnością a użyteczną pojemnością zdecydowano o wyborze zakresu 25–90%.

Przy wykonywaniu analizy systemu PV wykorzystano model magazynu energii, który jest przedstawiony równaniem (1):

$$SOC_t+1 = SOC_t + \eta_c P_c - P_d/\eta_d \quad (1)$$

gdzie:
SOC – stan naładowania baterii w chwili t,
t – krok czasowy, s,
P_c – moc ładowania baterii, W,
P_d – moc rozładowania baterii, W,
η_c, η_d – sprawność odpowiednio ładowania i rozładowania baterii, –.

Profil zużycia energii elektrycznej

Celem wykonania analizy produkcji i zużycia energii elektrycznej w cyklu godzinowym a nie miesięcznym, należało uwzględnić harmonogram poboru energii elektrycznej w budynku. Źródłem danych był standardowy profil zużycia energii elektrycznej określony przez dostawcę energii elektrycznej PGE (PGE, 2026). Profil obejmuje wskaźnik zapotrzebowania na energię elektryczną w krokach 15-minutowych i jest określony dla dni roboczych od poniedziałku do piątku, sobót oraz niedziel (Rysunek 5), z podziałem na miesiące. Tak szczegółowy podział jest konieczny, ze względu na występowanie nierówności w rozbiorze energii elektrycznej wynikającym z dobowego harmonogramu użytkowania budynku jednorodzinnego. Jednocześnie obserwuje się zmienny charakter rozbioru energii w ciągu roku, co wynika z pracy urządzeń grzewczych w sezonie grzewczym oraz większej liczby godzin korzystania z oświetlenia w okresie zimowym.

Prezentowane w profilu wartości bezwymiarowe umożliwiają rozdział zużycia energii elektrycznej w poszczególnych miesiącach na przedziały 15 minutowe w ciągu doby o określonym profilu zużycia, zależnym od dnia tygodnia, zgodnie z zależnością (2) (PGE, 2026):

$$E_{15} = P_{15} \cdot K \quad (2)$$

gdzie:
E_{15} – zużycie energii elektrycznej w danym 15-minutowym przedziale, kWh,
P_{15} – wartość profilu zużycia energii elektrycznej w danym 15-minutowym przedziale, -,
K – współczynnik skali, który przelicza wartości względne profilu na rzeczywistą energię, kWh, obliczany ze wzoru (3) (PGE, 2026):

$$K = \frac{E_{m-c}}{\sum_i (P_i \cdot n_1)} \quad (3)$$

gdzie:
E_{m-c} – zużycie energii elektrycznej w danym miesiącu (Rysunek 4), kWh,
n_i – liczba dni danego typu w miesiącu (od poniedziałku do piątku, soboty i niedziele), szt.,
P_i – dobowa suma wartości profilu zużycia energii elektrycznej w danym 15-minutowym przedziale dla danego typu dnia, –.

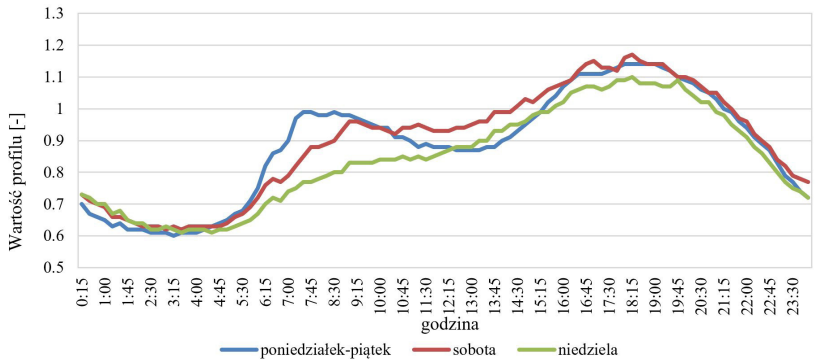
Ponieważ w analizie pracy systemu PV i magazynu energii elektrycznej uwzględniono krok godzinowy, dokonano zsumowania wyliczonych wartości zużycia energii elektrycznej dla 15-minutowego okresów w danej godzinie doby. Następnie do każdego dnia roku, w zależności od rodzaju i miesiąca przyporządkowano odpowiednie zużycie energii elektrycznej w budynku (Rysunek 6).

Obliczone zapotrzebowanie na energię elektryczną w kroku godzinowym wykorzystano do analizy pracy systemu PV z magazynem energii elektrycznej o zmiennej pojemności.

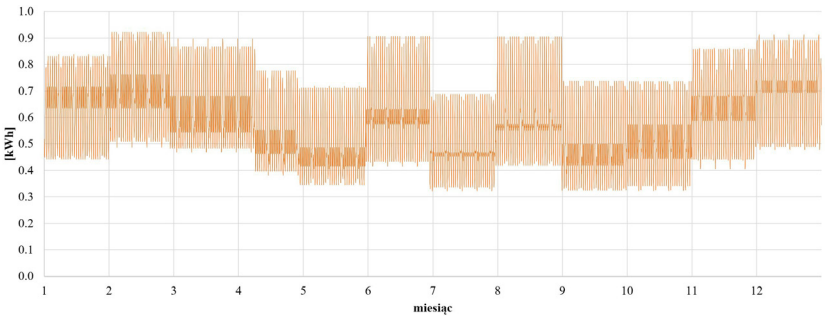
Emisja zanieczyszczeń

Analizę emisji zanieczyszczeń związanej z wykorzystywaniem energii elektrycznej opracowano dla struktury paliw dla Polski do produkcji energii elektrycznej z 2023 r. według dostawcy energii elektrycznej (Rysunek 7).

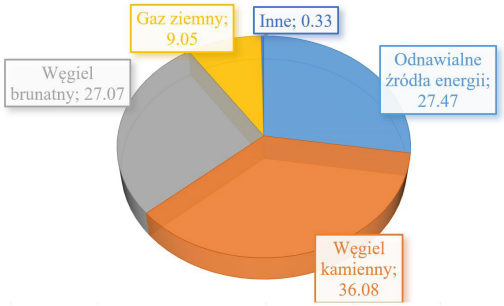
W obliczeniach uwzględniono jednostkowe emisje zanieczyszczeń: CO_2, NO_x, SO_2 i pyłów zgodnie z Tabelą 1.



Rysunek 5. Standardowy profil zużycia energii elektrycznej w styczniu (PGE, 2026)
Figure 5. Standard electricity consumption profile for January (PGE, 2026)



Rysunek 6. Godzinowe zużycie energii elektrycznej w ciągu roku dla analizowanego budynku wyznaczone w oparciu o standardowy profil zużycia energii elektrycznej. Źródło: opracowanie własne
Figure 6. Annual hourly electricity consumption of the analyzed building determined using a standard electricity consumption profile. Source: authors' own study



Rysunek 7. Struktura paliw do wytworzenia energii elektrycznej przez PGE Obrót w 2023 r. (PGE, 2024)
Figure 7. Fuel mix for electricity generation of PGE Obrót in 2023 (PGE, 2024)

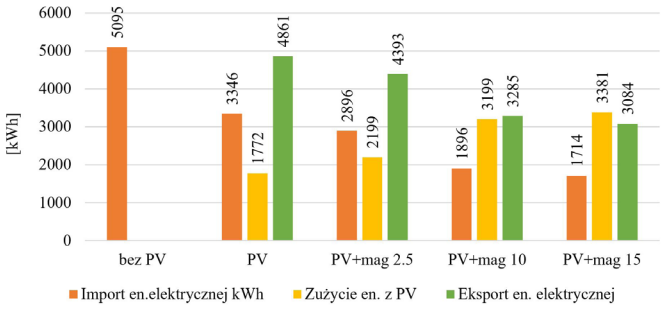
Tabela 1. Jednostkowa emisja zanieczyszczeń przy produkcji energii elektrycznej w 2023 (PGE, 2024
Table 1. Specific pollutant emissions associated with electricity generation in 2023 (PGE, 2024)

CO_2	SO_2	NO_x	Pyły
g/kWh			
548,36	0,38	0,37	1,00

Wyniki i dyskusja

Analiza pracy systemu PV bez i z magazynem energii

W wyniku przeprowadzonych symulacji w kroku godzinowym otrzymano wartości zużycia energii elektrycznej wygenerowanej przez system PV, energię pobraną z sieci przez budynek oraz energię pochodzącą z systemu PV wyeksportowaną do sieci (Rysunek 8).

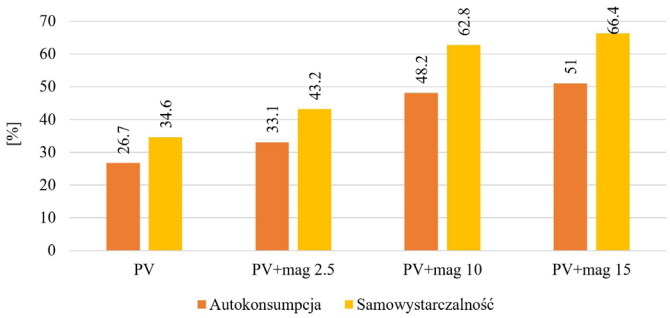


Rysunek 8. Import energii elektrycznej z sieci, zużycie energii elektrycznej z PV oraz eksport energii elektrycznej wygenerowanej przez system PV dla analizowanych wariantów. Źródło: opracowanie własne
Figure 8. Grid electricity imports, electricity self-consumed from the PV system, and electricity exports from the PV system for the analyzed scenarios. Source: authors' own study

Montaż systemu PV pozwolił na zmniejszenie ilości energii elektrycznej pobieranej przez budynek z sieci o 34%. Dodanie do systemu magazynu PV o pojemności 2,5 kWh skutkowało spadkiem importu energii o 43% względem wariantu bez paneli PV. W kolejnych wariantach z magazynem o pojemności 10 kWh i 15 kWh redukcja importu względem wariantu bez systemu PV wyniosła odpowiednio 63% i 66%.

Samo dodanie magazynu energii do systemu PV o najniższej analizowanej pojemności spowodowało zmniejszenie ilości energii importowanej z sieci o 13%. Dodanie magazynów energii o pojemności 10 kWh i 15 kWh spowodowało redukcję importu o 43% i 49% względem wariantu bez magazynów. Należy zwrócić uwagę, że zależność pomiędzy redukcją importu energii elektrycznej sieci a wielkością magazynu nie jest liniowa. Wzrost pojemności magazynu z 2,5 do 10 kWh powoduje spadek importu energii o 35%, a z 10 kWh na 15 kWh o 10%. Oznacza to, że przewymiarowanie magazynów energii elektrycznej nie wpływa na znaczące zwiększenie samowystarczalności budynku w zakresie energii elektrycznej.

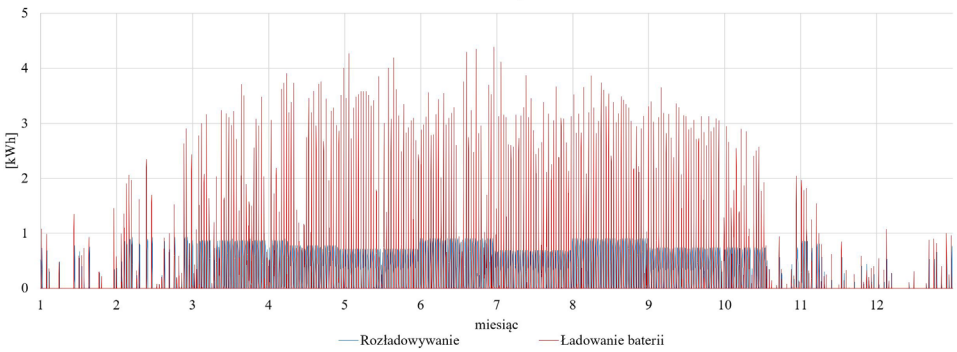
Poziom autokonsumpcji energii elektrycznej wygenerowanej przez system PV istotnie zależy od obecności magazynu energii i jego pojemności (Rysunek 9). Najniższy poziom autokonsumpcji na poziomie 26,7% zaobserwowano w systemie PV bez magazynu energii. Oznacza to, że 73,3% energii wyprodukowanej przez system PV jest eksportowane do sieci energetycznej. Modernizacja systemu PV o magazyn energii wpłynęła na zwiększenie autokonsumpcji odpowiednio do 33,1%, 48,2% i 51% dla magazynów o pojemności 2,5kWh, 10 kWh i 15 kWh. Oznacza to uwzględnienie magazynu energii zwiększyło poziom wykorzystania energii słonecznej, lecz nawet najwyższa analizowana pojemność magazynu wiązała się z eksportem prawie połowy całkowitej energii wygenerowanej przez system PV.



Rysunek 9. Poziom autokonsumpcji i samowystarczalności energetycznej budynku w zakresie energii elektrycznej dla analizowanych wariantów systemu PV. Źródło: opracowanie własne
Figure 9. Electricity self-consumption and self-sufficiency rates of the building for the analyzed PV system scenarios. Source: authors' own study

Najwyższa osiągnięta samowystarczalność budynku w zakresie energii elektrycznej wynosi 66,4% w wariancie z magazynem energii o pojemności 15 kWh. Mniejsza pojemność magazynu energii (10 kWh) zapewnia samowystarczalność niższą o kilka % (62,8%), co potwierdza, że nadmierne przewymiarowanie pojemności magazynu nie ma istotnego wpływu na pokrycie zapotrzebowania budynku na energię. W wariancie bez magazynu energii aż 65,4% energii musi być zapewnione przez źródło zewnętrzne (sieć energetyczna), a wariancie z magazynem o pojemności 2,5 kWh udział ten wynosi 56,8%.

Pracę magazynu energii elektrycznej o pojemności 10 kWh współpracującego z systemem PV budynku przedstawiono na Rysunku 10. Wyraźnie widoczna jest mniejsza



Rysunek 10. Proces ładowania oraz rozładowywania magazynu energii o pojemności 10 kWh. Źródło: opracowanie własne
Figure 10. Charging and discharging profiles of a 10 kWh battery energy storage system. Source: authors' own study

praca magazynu w okresie zimowym, co związane jest z brakiem nadwyżki energii elektrycznej z systemu PV w tym okresie.

Stan naładowania baterii (SOC) dla wariantu o pojemności 10 kWh przedstawiono na Rysunku 11. Zakres pracy magazynu wynosi 25–90% wartości nominalnej. Rzeczywista dostępna pojemność wynosi 9,75 kWh, co związane jest z uniknięciem degradacji baterii w przypadku głębokiego rozładowania. Wyraźnie widoczny jest okres letni, gdy bateria jest naładowana oraz okres sezonu grzewczego, gdzie poziom naładowania jest niski.

Emisja zanieczyszczeń

Kolejnym krokiem analizy było określenie jak montaż paneli PV oraz wykorzystanie magazynów energii elektrycznej wpłynie na emisję zanieczyszczeń przez budynek.

Wskutek zainstalowania paneli PV na dachu budynku uzyskano zmniejszenie emisji zanieczyszczeń o 34% (Rysunek 12). Emisja CO_2 zmniejszyła się o 959 kg t/rok. Emisja SO_2 uległa zmniejszeniu o 0,7 kg/rok, a NO_x o 0,6 kg/rok. Emisja pyłów zmalała o 1,7 kg/rok.

Modernizacja systemu PV o magazyny energii wykazała pozytywny efekty ekologiczny. Najwyższe spadki emisji zanieczyszczeń względem stanu bez paneli PV obserwuje się dla największego analizowanego magazynu o pojemności 15 kWh (np. 1854 kg CO_2/rok).

Porównując emisję zanieczyszczeń w obecnym stanie budynku, czyli z instalacją PV, dodanie magazynu energii elektrycznej o pojemności 2,5 kWh wpłynie na zmniejszenie emisji CO_2 w ciągu roku o 247 kg. W pozostałych analizowanych wariantach redukcja względem wariantu bez magazynu, lecz z systemem PV wynosi odpowiednio 795 kg CO_2/rok dla pojemności 10 kWh oraz 895 kg CO_2/rok dla magazynu 15 kWh.

Wnioski

Analiza potwierdziła pozytywny efekt wykorzystania energii słonecznej w budynku poprzez zwiększenie samowystarczalności budynku w zakresie energii elektrycznej oraz zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, w tym emisji CO_2.

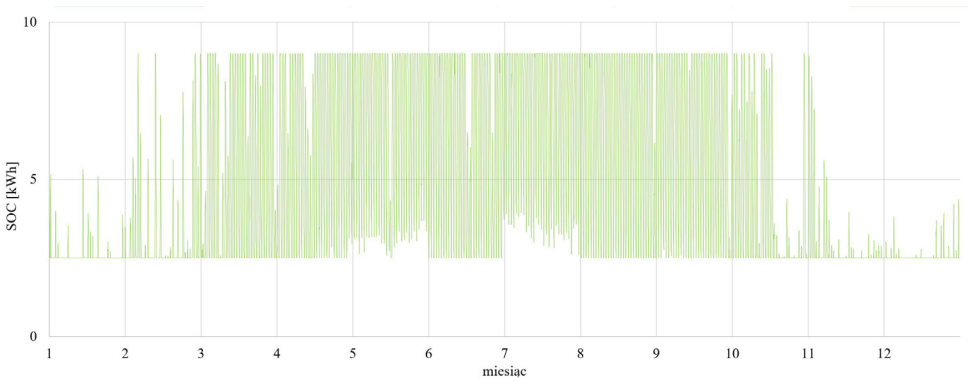
Montaż systemu PV w budynku wpłynął na zmniejszenie ilości energii elektrycznej pobranej z sieci energetycznej i tym samym emisji zanieczyszczeń o 34% oraz zapewnił samowystarczalność budynku w zakresie energii elektrycznej na poziomie 35%.

Dodanie magazynu energii elektrycznej do obecnego systemu PV wykazało pozytywny wpływ na wielkość importu energii elektrycznej z sieci energetycznej. W przypadku najniższej analizowanej pojemności magazynu 2,5 kWh udział ilości energii elektrycznej pobieranej z sieci zmniejszył sie o 13%. Przy pojemności magazynu 10 kWh, zgodnej z rekomendacjami programu Mój Prąd, redukcja wyniosła aż 43%. Przy pojemności 15 kWh zmniejszenie poboru energii elektrycznej z sieci wyniosło 49%.

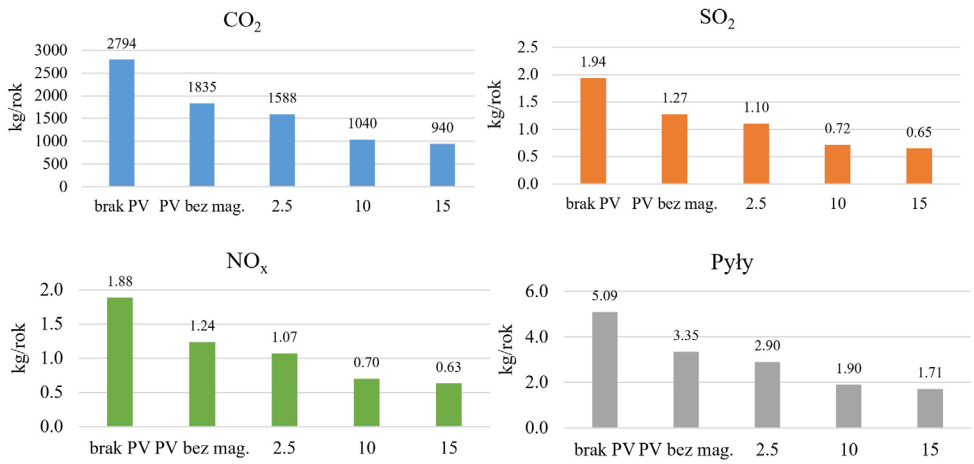
Zastosowanie magazynu energii o pojemności rekomendowanej przez „Kalkulator wielkości przydomowego magazynu energii" Ministerstwa Klimatu i Środowiska zapewniło samowystarczalność budynku w zakresie energii elektrycznej na poziomie ok. 43%, natomiast magazynu o pojemności 10 kWh aż w 63%. Analiza wykazała, że przewymiarowanie magazynu energii nie przełożyło się na znaczący wzrost samowystarczalności budynku w zakresie energii elektrycznej.

Jednoczesne zastosowanie paneli PV i magazynu energii 10 kWh wpłynęło na zmniejszenie emisji CO_2 przez budynek o 1754 kg/rok, co świadczy o pozytywnym efekcie ekologicznym tego rozwiązania.

Przeprowadzona analiza obejmuje rzeczywiste zużycie energii elektrycznej w budynku, z uwzględnieniem m.in. oświetlenia, sprzętu RTV i AGD. Należy pamiętać jednak, że ostateczna ocena budynku pod względem



Rysunek 11. Stan naładowania baterii dla wariantu o pojemności 10 kWh. Źródło: opracowanie własne
Figure 11. State of charge (SOC) of the 10 kWh battery energy storage system. Source: authors' own study



Rysunek 12. Emisja zanieczyszczeń przez budynek na cele energii elektrycznej dla analizowanych wariantów. Źródło: opracowanie własne
Figure 12. Pollutant emissions associated with the building's electricity use for the analyzed variants. Source: authors' own study

emisyjności, celem spełnienia wymagań dyrektywy Unii Europejskiej w zakresie emisyjności budynków, powinna być realizowana zgodnie z metodologią przedstawioną przez właściwe akty prawne z zakresu metodologii charakterystyki energetycznej budynków.

Podziękowania

Badania zostały zrealizowane w ramach pracy nr WZ/WB-IIL/2/2026 w Katedrze Budownictwa Zrównoważonego i Instalacji Budowlanych Politechniki Białostockiej i sfinansowane z subwencji badawczej przekazanej przez ministra właściwego do spraw nauki.

Bibliografia

GIS Białystok. (2026). https://gisbialystok.pl

GUS. (2026). Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2024 r. *Główny Urząd Statystyczny.* https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-energii-w-gospodarstwach-domowych-w-2024-r-,2,6.html

Komisja Europejska. (2019). Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Europejski Zielony Ład (COM(2019) 640 final). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640

Komisja Europejska. (2024). Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków. https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj/pol

Siuta-Olcha, A., Babiarz, B., Święcicki, A., Stachniewicz, R. A., Cholewa, T., Lichołai, L., Krasoń, J., Miąsik, P., Bocian, M., Kłopotowski, M., & Gawryluk, D. (2025). New method of retrofitting of kindergartens resulting in increase of energy self-sufficiency. *Energy and Buildings*, 336, 115595. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2025.115595

Ministerstwo Klimatu i Środowiska. (2022). Kalkulator wielkości przydomowego magazynu energii [Arkusz kalkulacyjny]. https://www.gov.pl/web/klimat/kalkulator-wielkosci-przydomowego-magazynu-energii

Mój Prąd (2019). https://mojprad.gov.pl

Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej. (2024). Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja przekształcona). Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, L, 2024/1275. https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj?locale=pl

PGE. (2024). Informacja dla odbiorców o strukturze paliw zużytych do wytworzenia energii elektrycznej sprzedawanej przez PGE Obrót S.A. w 2023 roku. *PGE Obrót S.A.* https://pcc.rokita.pl/wp-content/uploads/2024/04/Struktura-paliw-PGE.pdf

PGE. (2026). Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. PGE Dystrybucja S.A. https://pgedystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/instrukcje-i-informacje-techniczne/iriesd

PGIS. (2026). Photovoltaic Geographical Information System. Komisja Europejska. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

Przydomowe Magazyny. (2026). https://przydomowemagazyny.gov.pl

URE. (2019). Raport zawierający zbiorcze informacje dotyczące energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji (w tym przez prosumentów) i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej w 2018 r. (art. 6a ustawy OZE). *Urząd Regulacji Energetyki.* https://www.ure.gov.pl/download/3/10728/Raportzbiorczyart6auOZE.pdf

URE. (2025). Raport – energia elektryczna wytworzona z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji (w tym przez prosumentów) i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej w 2024 r. (art. 6a ustawy OZE). Urząd Regulacji Energetyki. https://www.ure.gov.pl/download/3/19401/RaportOZEmikroinstalacjeza2024r.pdf

Werner-Juszczuk, A. J. (2025). Actual performance of PV Micro-Installations in the same location: case study for single family houses. In *Green energy and technology* (pp. 29–37). https://doi.org/10.1007/978-3-031-99312-1_4

Zastrzeżenie: Oświadczenia, opinie i dane przedstawione w publikacjach są wyłączną odpowiedzialnością ich autorów i nie odzwierciedlają stanowiska redakcji *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*. Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek szkody dotyczące osób lub mienia wynikające z idei, metod, zaleceń lub produktów omawianych w treści publikacji. *Artykuł udostępniony na licencji Creative Commons CC BY 4.0.*

Disclaimer: The statements, opinions, and data presented in the publications are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the views of the editorial board of *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja.* The editorial board assumes no responsibility or liability for any injury to persons or damage to property resulting from any ideas, methods, instructions, or products referred to in the content of the publications. *The article is distributed under the Creative Commons CC BY 4.0 license.*

POLSKIE ZRZESZENIE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW SANITARNYCH

Kim jesteśmy?

PZITS to ogólnopolska organizacja skupiająca ok. 3 200 techników, inżynierów i naukowców działających w obszarze inżynierii sanitarnej i środowiska.
Misją PZITS jest działalność na rzecz społeczeństwa poprzez rozwój rozwiązań technicznych służących ochronie zdrowia i środowiska naturalnego. PZITS jest jedynym polskim członkiem REHVA oraz International Gas Union, co umożliwia aktywną współpracę międzynarodową.

Więcej szczegółów:
www.pzits.pl/czlonkostwo

Zostań członkiem Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych

Członkostwo w PZITS obejmuje:

Otrzymywanie:
- zaproszeń na seminaria, konferencje i szkolenia organizowane przez PZITS,
- dostępu do nagrań z wydarzeń organizowanych przez Zarząd Główny PZITS,
- zaproszeń do udziału w wycieczkach technicznych oraz spotkaniach integracyjnych,
- bieżących informacji o zmianach w przepisach i legislacji branżowej,
- informacji o ofertach pracy w branży.

Możliwość:
- Udziału w opracowywaniu przepisów oraz zgłaszania propozycji zmian w obowiązujących regulacjach,
- nawiązywania bezpośrednich kontaktów z ekspertami i przedstawicielami branży,
- uzyskiwania porad i opinii w sprawach technicznych związanych z zakresem działalności PZITS,
- współpracy i wymiany doświadczeń z organizacjami zrzeszonymi m.in. w REHVA i IGU,
- publikowania artykułów w czasopismach PZITS,
- aktywnego udziału w pracach sekcji branżowych,
- otrzymania odznaczeń honorowych PZITS.

Dostęp do:
- materiałów, poradników i wytycznych opracowywanych przez PZITS,
- działalności szkoleniowej i rozwojowej organizowanej w całej Polsce,
- stowarzyszeniowej wspólnoty i wsparcia środowiska inżynieryjnego.

DOI: 10.65545/COW.2026.10.03

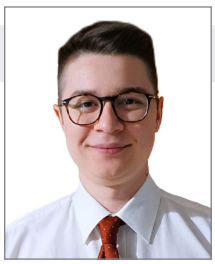


Modernizacja źródła ciepła w budynku historycznym – możliwości, wyzwania i efektywność energetyczna

The modernisation of heating source in historic building – opportunities, challenges, and energy efficiency



Dr inż. Natalia Fidorów-Kaprawy
ORCID ID: 0000-0002-0162-5796
Wydział Inżynierii Środowiska
Politechnika Wrocławska
natalia.fidorow-kaprawy@pwr.edu.pl



Mgr inż. Rafał Różański
Wydział Inżynierii Środowiska
Politechnika Wrocławska
rafal.roz123@gmail.com

Słowa kluczowe: termomodernizacja, budynki istniejące, odnawialne źródła energii, neutralność węglowa

Streszczenie
W artykule opisano analizę możliwości modernizacji źródła ciepła w historycznym budynku mieszkalnym. Miała ona na celu przeprowadzenie oceny technicznej oraz energetycznej takiego procesu w obiekcie zabytkowym. Do analizy zakwalifikowano sześć rozwiązań: węzeł cieplny, pompę ciepła powietrze-woda i centralny kocioł gazowy w budynku nieocieplonym oraz te same źródła zainstalowane w budynku po termomodernizacji przegród. Analiza pokazała, że wymiana źródła ciepła bez uprzedniej kompleksowej termomodernizacji jest nieuzasadniona. Termomodernizacja obiektu skutkuje obniżeniem zapotrzebowania na energię użytkową o 50%. Redukcja obciążenia cieplnego budynku umożliwi także obniżenie parametrów zasilania instalacji c.o. z 70/50 °C do 49/39 °C, tym samym pozytywnie wpływając na średnioroczny współczynnik sprawności pompy ciepła. Zdecydowano, że pompa ciepła powietrze-woda w budynku po termomodernizacji przegród budowlanych będzie najlepszą opcją dla analizowanego obiektu. Dla wybranego wariantu przeanalizowano również możliwość zastosowania instalacji fotowoltaicznej. Jej wykorzystanie pozwoliło na redukcję wskaźnika zapotrzebowania na energię pierwotną nieodnawialną do standardów spełniających wymagania dla nowych budynków.

Keywords: thermomodernisation, existing buildings, renewable energy sources, carbon neutrality

Abstract
In the article an analysis assessing the feasibility of modernising the heat source in a historic residential building was described. The aim was to conduct a technical and energy assessment of the feasibility of such process in this building. Six solutions were considered in the analysis: a district heating substation, an air-to-water heat pump and a central gas-fired boiler in an uninsulated building, as well as the same heat sources installed in a building following thermomodernisation. The analysis showed that replacing the heat source without prior comprehensive thermal modernisation would be unjustified. Thermomodernisation of the building will result in a 50% reduction in useable energy demand. The reduction in the building's heat load made it possible to lower the central heating system's supply parameters from 70/50°C to 49/39 °C, thereby positively affecting the heat pump's seasonal coefficient of performance. It was decided that an air-to-water heat pump, installed following the thermal modernisation of the building's structural elements, would be the best option for the building under analysis. For the selected option, the possibility of installing a photovoltaic system was also analysed. Its use enabled the reduction of the non-renewable primary energy demand index to standards meeting the requirements for new buildings.

Wstęp

Konieczność modernizacji budynków istniejących w tym zabytkowych i historycznych

Przed polskim sektorem budowlanym stoi obecnie wyzwanie spełnienia restrykcyjnych wymogów wynikających zarówno z regulacji Unii Europejskiej, jak i z przepisów krajowych. Jednym z celów wprowadzonych regulacji jest obniżenie zapotrzebowania na energię niezbędną do eksploatacji budynków a także ograniczenie emisji CO_2 poprzez modernizację istniejących budynków oraz podniesienie standardów nowoprojektowanych obiektów. Sektor budowlany w Polsce odpowiada za wysokie zużycie energii. Według danych Głównego Urzędu Statystycznego, udział gospodarstw domowych w krajowym zużyciu energii wynosił 20,3% w 2024 r. Przeciętne zużycie energii na jednego mieszkańca wynosiło 22,8 GJ, co nieznacznie przekroczyło unijną średnią wynoszącą 21,3 GJ (GUS, 2026). Eksploatacja budynków odpowiada za około 28% globalnych emisji CO_2 (UN & IEA, 2017). W pozostałych krajach Unii Europejskiej budynki odpowiadają za zużycie energii na poziomie 38% oraz za 33% emisji gazów cieplarnianych (Attia i in., 2022).

Począwszy od Dyrektywy Unijnej EPBD 2002/91/WE, a następnie na podstawie Dyrektywy EPBD UE 2018/844 z 30 maja 2018 r. państwa należące do Unii Europejskiej zostały zobligowane do ustanowienia długoterminowej

strategii renowacji budynków mającej na celu modernizację krajowych zasobów publicznych i prywatnych obiektów mieszkalnych oraz niemieszkalnych do roku 2050 oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych w państwach Unii Europejskiej o 80–95% w porównaniu z rokiem 1990. Planowana renowacja ww. obiektów ma w założeniu przełożyć się na podwyższenie efektywności energetycznej oraz dekarbonizację zasobów budowlanych przy jednoczesnym, uzasadnionym ekonomicznie przekształceniu istniejących obiektów w budynki o zużyciu energii bliskim zeru (Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej, 2018). W Polsce strategia ta zakłada obniżenie wskaźnika EP (Energii Pierwotnej) do maksymalnie 50 kWh/(m^2·rok) dla 65% budynków na podstawie *Długoterminowej strategii renowacji budynków* (DSRB), przyjętej przez Radę Ministrów 9 lutego 2022 r. (Rada Ministrów, 2022). Ze względu na globalne wydarzenia w państwach UE wdrożone zostały również inne akty prawne. W 2020 r. Komisja UE opublikowała komunikat *A Renovation Wave for Europe*, w którym renowacja budynków jest jednoczesnym środkiem redukcji emisji oraz poprawy użytkowania budynków (Komisja Europejska, 2020). W maju 2022 roku uruchomiony został plan *REPowerEU*, wskazujący modernizację budynków jako jeden z elementów polepszających bezpieczeństwo energetyczne (Komisja Europejska, 2022). Obecnie aktem prawnym warunkującym strategię renowacji budynków jest dyrektywa EPBD UE 2024/1275 z 28 maja 2024 r., zaimplementowana do polskiego prawa 29 maja 2026 r. Jednymi z najistotniejszych celów nowej dyrektywy są: całkowite wycofanie kotłów na paliwa kopalne do 2040 roku, wprowadzenie paszportów renowacji oraz obniżenie emisji budynków do poziomu bezemisyjnego.

Zgodnie z analizą danych pochodzących ze spisu powszechnego w Polsce w 2021 roku znajdowało się 6,8 mln budynków z przynajmniej jednym lokalem mieszkalnym. Polskie budownictwo jest zdominowane przez budynki jednorodzinne, których jest ponad 6,3 mln i stanowią one 91,8% wszystkich budynków mieszkalnych. Jednocześnie w Polsce istnieje ponad 556 000 budynków wielorodzinnych z czego wiele to kamienice oraz bloki mieszkalne znajdujące się w miastach (GUS, 2024).

Tabela 1. Budynki mieszkalne wg roku budowy w roku 2021 (GUS, 2024)
Table 1. Residential buildings by year of construction in 2021 (GUS, 2024)

Okres budowy	Miasto (tys.)	Miasto (%)	Wieś (tys.)	Wieś (%)
Ogółem	2416,3	100	3772,7	100
Przed 1918	137,7	5,7	158,5	4,2
1918–1944	287,5	11,9	411,2	10,9
1945–1970	451,8	18,7	867,7	23,0
1971–1978	217,5	9,0	343,3	9,1
1979–1988	321,4	13,3	452,7	12,0
1989–2002	408,4	16,9	524,4	13,9
2003–2011	278,9	11,5	437,6	11,6
2012–2016	130,5	5,4	249,0	6,6
2017–2021	130,5	5,4	245,2	6,5

Tabeli 1 zestawiono budynki wg roku budowy. Zgodnie z zestawieniem znaczna część budynków mieszkalnych została wybudowana w latach 1945–1988, co wskazuje na wysoki potencjał modernizacyjny i możliwość obniżenia zużycia energii oraz emisji dwutlenku węgla. Wskaźniki zapotrzebowania na energię pierwotną (EP) i końcową (EK) zaprezentowane zostały, również wg roku budowy, w Tabeli 2.

Tabela 2. Wskaźniki zapotrzebowania na energię dla budynków mieszkalnych (Maj et al., 2025)
Table 2. Energy demand indicators for residential buildings (Maj et al., 2025)

Okres budowy	EP, kWh/(m^2·rok)	EK, kWh/(m^2·rok)
Przed 1918	>350	>300
1918–1944	300–350	260–300
1945–1970	250–300	220–260
1971–1978	210–250	190–220
1979–1988	160–210	140–190
1989–2002	140–180	125–160

Modernizacja istniejących budynków jest jednym z kluczowych problemów współczesnego budownictwa. Ograniczenie zapotrzebowania na energię w sektorze odpowiedzialnym za znaczną część zużycia energii wiąże się z dużymi wyzwaniami. Starsze budynki, zwłaszcza wybudowane w latach 1918–1978 charakteryzują się dużą energochłonnością. Wysokie w porównaniu do nowoprojektowanych budynków koszty eksploatacyjne wprowadzają konieczność modernizacji polegających na termomodernizacji przegród oraz wymianie źródeł ciepła, co przekłada się na redukcję zapotrzebowania na energię. Renowacja zabytkowych i historycznych budynków stanowi duże wyzwanie poprzez konieczność obniżenia energochłonności budynku przy jednoczesnym zachowaniu wartości estetycznej oraz historycznej modernizowanego obiektu. Termomodernizacja przegród zewnętrznych takich jak ściany, dach, stolarka okienna oraz drzwiowa budynków zabytkowych oraz budynków z wielkiej płyty jest związana z dużą ilością ograniczeń często utrudniających modernizację oraz stanowiących duży koszt inwestycyjny (Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, 2024; Kucharczyk-Brus, 2010; Maj et al., 2025). Z tego powodu nie zawsze może być ona wykonana kompleksowo. W takich wypadkach duży wpływ na całkowite zużycie energii w budynku wywiera źródło ciepła (Dmochowska et al., 2024).

Wyzwania związane z modernizacją historycznych oraz zabytkowych budynków mieszkalnych

Wykonanie termomodernizacji skutkuje lepszymi efektami w przypadku budynków, które w stanie pierwotnym, przed modernizacją cechowały się ponadprzeciętnym zapotrzebowaniem na energię. Dość często jest to bezpośrednio powiązane z wiekiem analizowanego obiektu. W przeszłości, w czasie projektowania i budowy nie przywiązywano dużej uwagi do parametrów cieplnych przegród lub sprawności systemów grzewczych i źródła ciepła. Im starszy jest obiekt przed modernizacją, tym lepsze są potencjalne efekty modernizacji (Życzyńska et al., 2020).

Znaczącym problemem są budynki historyczne oraz zabytkowe, które objęte są ochroną konserwatora zabytków.

Zgodnie z Tabelą 2, cechują się one wysokim zapotrzebowaniem na energię potrzebną do utrzymania komfortu cieplnego użytkowników, a z drugiej strony możliwość przeprowadzenia prac mających na celu modernizację przegród, instalacji oraz źródła ciepła jest mocno ograniczona przez wzgląd na wartości historyczne oraz wizualne danego obiektu. Powszechną przeszkodą jest brak możliwości zewnętrznego docieplenia budynku wynikającego z elewacji o historycznej wartości lub ryzykiem uszkodzenia i przykrycia detali architektonicznych (Jerominko, 2026). W przypadku braku takich detali istnieje jednak możliwość docieplenia budynku od strony zewnętrznej (Wolak, 2025).

Jednym z kluczowych aktów prawnych, który reguluje ochronę zabytków w Polsce jest Ustawa o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami z dnia 23 lipca 2003 r. (Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, 2024). Ustawa ta wprowadza szereg regulacji, które mogą znacząco utrudnić oraz wydłużyć realizację przedsięwzięć prowadzących do podniesienia standardu energetycznego budynków. Zgodnie z Art. 36 ust. 1 pkt 1, prowadzenie prac konserwatorskich, restauratorskich lub robót budowlanych przy budynkach zabytkowych, a nawet prac polegających na usunięciu drzewa lub krzewu wiąże się z wymogiem uzyskania pozwolenia wojewódzkiego konserwatora zabytków. Zakres ingerencji w budynek oraz ograniczenia i wytyczne nałożone na planowane prace modernizacyjne mogą w przypadku podobnego architektonicznie budynku znacząco się różnić, co wynikać może z położenia budynku oraz jego statusu prawnego. W zależności od tego czy dany obiekt figuruje w gminnej ewidencji zabytków, rejestrze zabytków, czy położony jest w obszarze ochrony konserwatorskiej, możliwości jego modernizacji mogą od siebie znacząco odbiegać (Maj et al., 2025). Nierzadko konieczne jest spełnienie jednoczesnych oczekiwań użytkowników danego obiektu oraz wytycznych konserwatora zabytków, które w teorii mają wspomóc modernizację oraz ochronić cenne walory budynku przed uszkodzeniem lub zniszczeniem, jednak w praktyce często stają się utrudnieniem (Cichowicz et al., 2025; Jerominko, 2026).

Wielu autorów podkreśla, że zastosowanie w budynku źródeł ciepła uzyskujących najwyższą sprawność przy zastosowaniu niskotemperaturowych instalacji może być problematycznym rozwiązaniem biorąc pod uwagę, że w historycznych i zabytkowych budynkach często zainstalowane są grzejniki dostosowane do wysokich parametrów czynnika grzewczego. Montaż instalacji płaszczyznowych takich jak ogrzewanie podłogowe lub ścienne może wiązać się z poważną ingerencją w strukturę budynku czy koniecznością rozbiórki podłogi (Jeleński i in., 2022). Modernizacja źródła ciepła często wymusza wymianę części lub całości instalacji (Kucharczyk-Brus, 2010; Vogdt et al., 2012). Istniejące instalacje wysokotemperaturowe często stają się jedną z przeszkód w zastosowaniu np. pomp ciepła w modernizowanych obiektach. Istotną barierą w wykorzystaniu pomp ciepła w takich obiektach może być także konieczność ingerencji nie tylko we wnętrze budynku oraz jego strukturę, ale również jego bezpośrednie otoczenie. Usytuowanie jednostki zewnętrznej lub gruntowego wymiennika ciepła dla pompy ciepła może wiązać się z koniecznością zatwierdzenia przez konserwatora zabytków (Jerominko, 2026). W wielu przypadkach historyczne budynki charakteryzują się także niewielką powierzchnią dachu, co może być szczególnym wyzwaniem w przypadku chęci skombinowania ze sobą pompy ciepła z instalacją paneli fotowoltaicznych. Ze względu na małą możliwą do wykorzystania powierzchnię dachów, zastosowanie kolektorów słonecznych służących do przygotowania c.w.u. również może być problematyczne (Vogdt et al., 2012).

Źródła ciepła możliwe do zastosowania podczas modernizacji

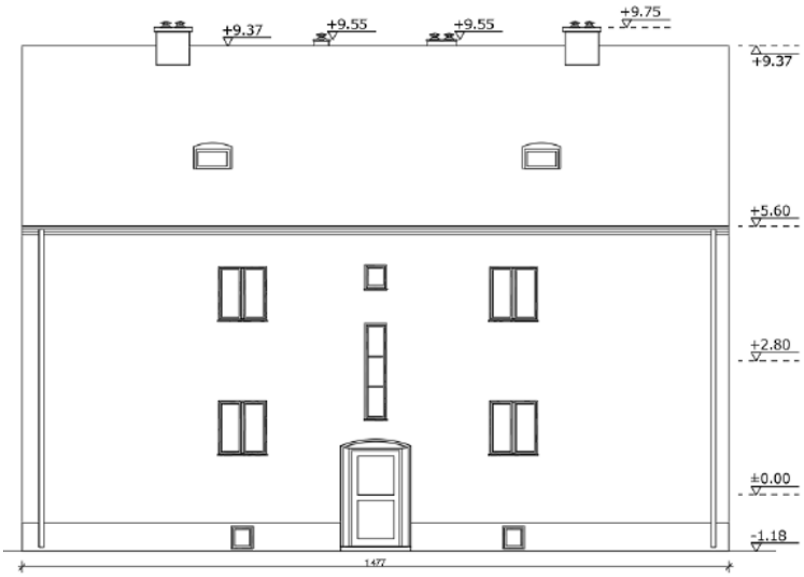
Przegląd źródeł wskazuje, że niemożliwe jest dobranie jednego, uniwersalnego źródła ciepła dla budynku mieszkalnego. Każda z dostępnych na rynku technologii wytwarzania ciepła cechuje się pewnymi zaletami i wadami. To czy dana cecha będzie zaletą czy wadą nierzadko wynika z charakterystyki budynku, w którym źródło ma być zamontowane. Powyższy stan rzeczy wymusza konieczność indywidualnego podejścia do każdego modernizowanego obiektu. Z jednej strony wybór odpowiedniego systemu zależny jest od uwarunkowań prawnych oraz środowiskowych, z drugiej konieczne do uwzględnienia są wymogi inwestora powiązane z nakładami inwestycyjnymi oraz kosztami eksploatacyjnymi, a w przypadku budynków historycznych i zabytkowych także wymogi narzucone przez konserwatora. Ponadto przesłanką do wyboru danego źródła może być dostępność infrastruktury takiej jak sieć gazowa czy ciepłownicza. Punktem wyjścia do jakichkolwiek rozważań nad wyborem technologii oraz nośnika energii jest określenie rzeczywistych potrzeb energetycznych analizowanego budynku. W tym celu niezbędne jest sporządzenie bilansu mocy i energii uwzględniające również przygotowanie c.w.u. Dopiero określenie tych parametrów pozwala na rzetelny wybór wariantu modernizacji źródła ciepła w budynku.

Dla zobrazowania wpływu termomodernizacji budynku o charakterze historycznym zarówno na jego zapotrzebowanie na energię jak i efektywność źródeł ciepła przeanalizowano szereg rozwiązań obejmujących modernizację wyłącznie źródła ciepła oraz wykonanie wymiany tego źródła po termomodernizacji obudowy budynku. Przeanalizowano następujące warianty: stan istniejący – indywidualne kotły gazowe dwufunkcyjne (Wariant bazowy), zastosowanie węzła cieplnego, pompy ciepła powietrze-woda lub kotła gazowego jednofunkcyjnego bez termomodernizacji przegród (Warianty 1, 2 i 3) oraz zastosowanie węzła cieplnego, pompy ciepła powietrze-woda lub kotła gazowego jednofunkcyjnego po przeprowadzeniu termomodernizacji obudowy budynku (Warianty 4, 5 i 6).

Materiały i metody

Charakterystyka analizowanego budynku

Budynek, będący przedmiotem rozważań, znajduje się we Wrocławiu. Został zaprojektowany oraz wzniesiony jako wolnostojący w 1940 r. (obecnie cześć południowej ściany budynku przylega do budynku nowo wybudowanego). Posiada dwie kondygnacje mieszkalne, piwnicę oraz strych, a także pojedynczą klatkę schodową. Dach budynku jest dwuspadowy, nachylony pod kątem 37°. Powierzchnia zabudowy wynosi 140,6 m^2, powierzchnia całkowita – 442,75 m^2, a powierzchnia użytkowa lokali mieszkalnych – 198,60 m^2, przy kubaturze równej 1246 m^3. Obecnie na kondygnacjach mieszkalnych wydzielone są 4 indywidualne lokale.



Rysunek 1. Elewacja północno-zachodnia budynku (ZZK, 2026)
Figure 1. The northwest facade of the building (ZZK, 2026)

Analizowany budynek wyposażony jest w wentylację naturalną grawitacyjną. Wewnątrz rozprowadzona jest instalacja gazowa niskiego ciśnienia zasilana gazem ziemnym wysokometanowym E. Każdy z czterech lokali mieszkalnych ogrzewany jest za pomocą indywidualnego gazowego kotła dwufunkcyjnego o mocy grzewczej 19 kW, spaliny odprowadzane są za pomocą indywidualnych wkładów kominowych. Odbiornikami ciepłą dla wodnej instalacji ogrzewania o parametrach 70/50 °C są grzejniki płytowe stalowe oraz grzejniki łazienkowe (drabinkowe).

Budynek ujęty w gminnej ewidencji zabytków miasta Wrocław (Urząd Miejski Wrocław, 2026), położony jest na terenie historycznego układu urbanistycznego w modelowym osiedlu spółdzielni Schlesische Heimstatte, obecnie na terenie osiedla Nowy Dwór powstałego w latach 30. XX w.–1945 r. (WUOZ, 2026). W związku z powyższym oraz Ustawą z dnia 23 lipca 2003 r. o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami analizowany obiekt budowlany wraz z terenem go otaczającym podlega ochronie wojewódzkiego konserwatora zabytków.

Stan istniejący

Z uwagi na historyczny charakter obiektu konstrukcja przegród opiera się na tradycyjnych technologiach wznoszenia. Ściany zewnętrzne oraz wewnętrzne o grubości od 0,40 do 0,52 m wykonane zostały jako murowane z cegły pełnej na zaprawie wapiennej. Wschodnia oraz zachodnia ściana budynku została w przeszłości ocieplona styropianem o grubości 0,10 m. Przegrody północne oraz południowe w stanie istniejącym nie posiadają izolacji termicznej. Strop nad nieogrzewaną piwnicą wykonany został w technologii Kleina, a stropy między kondygnacyjne oraz pod strychem są wykonane w technologii belek drewnianych. W pomieszczeniach mieszkalnych wykończeniem podłogi są: deski, panele, lastryko czy płytki ceramiczne w zależności od pomieszczenia. Podłogę w piwnicy stanowi wylewka betonowa. Więźba dachowa wykonana jest jako dwuspadowa konstrukcja drewniana, pokryta dachówką ceramiczną i nie posiada żadnej izolacji termicznej. Stolarka okienna i drzwiowa obiektu jest niejednorodna o różnych wymiarach oraz stanie technicznym. Okna w piwnicy oraz na parterze budynku są drewniane, skrzynkowe. Stolarka okienna zamontowana na kolejnych kondygnacjach to okna z ramą PVC z 1998 r. Drzwi wewnętrzne budynku wykonane są w całości z drewna.

Termomodernizacja

Jak wspomniano wcześniej, w celu zobrazowania wpływu zapotrzebowania budynku na energię na pracę źródła ciepła, podjęto decyzję o rozszerzeniu analizy o warianty uwzględniające kompleksową termomodernizację obiektu. Niskotemperaturowe źródła ciepła takie jak pompy ciepła lepiej pracują w budynkach o niskim zapotrzebowaniu na energię, a ich zastosowanie może czasem wręcz wymagać wcześniejszego ograniczenia strat ciepła.

Z uwagi na fakt, że głównym przedmiotem analizy jest wariantowa ocena możliwości modernizacji źródła ciepła, zrezygnowano ze szczegółowej analizy termomodernizacji przegród budowlanych wraz ze stolarkami. Przyjęto docieplenie kluczowych przegród budynku do poziomu spełnienia wymagań przedstawionych w Warunkach Technicznych (Minister Rozwoju i Technologii, 2022), przy założeniu współpracy z wojewódzkim konserwatorem zabytków. W zakres termomodernizacji weszło: docieplenie przegród zewnętrznych z zastosowaniem technik i materiałów pozwalających zachować charakter elewacji, docieplenie podłogi na gruncie i stropu w piwnicy, docieplenie zarówno stropu pod strychem jak i dachu, a także wymianę stolarki okiennej i drzwiowej na drewnianą stylizowaną zgodnie z epoką z zastosowaniem nowoczesnych szyb zespolonych. W Tabeli 3 przedstawiono parametry przegród budowlanych użytych do sporządzenia bilansów mocy i energii.

Bilans mocy i energii

Bilans mocy oraz zapotrzebowania na energię użytkową wykonano w oprogramowaniu komputerowym. Obliczenia zostały przeprowadzone zgodnie z normą PN-EN 12831:2006 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego, oraz PN-EN ISO 13790 Energetyczne właściwości użytkowe budynków – Obliczanie zużycia energii do ogrzewania i chłodzenia. Ze względu na położenie we Wrocławiu w II strefie klimatycznej przyjęto temperaturę zewnętrzną obliczeniową równą –18,0°C oraz średnią roczną 7,9°C. Zapotrzebowanie na energię końcową i pierwotną oraz wskaźniki zapotrzebowania na energię użytkową, końcową i pierwotną nieodnawialną wyliczono w oparciu o Rozporządzenie (Minister Infrastruktury i Rozwoju, 2015). Założenia sprawności systemów przyjęte dla analizowanych wariantów przedstawiono w Tabeli 4.

Wyniki i dyskusja

Bilans mocy i energii przed i po termomodernizacji budynku

Przeprowadzone obliczenia pokazały, że obiekt w obecnym stanie technicznym charakteryzuje się bardzo wysokim zapotrzebowaniem na moc i energię, co jest bezpośrednim wynikiem niskiej izolacyjności termicznej przegród zewnętrznych. Projektowe obciążenie cieplne budynku

Tabela 3. Parametry przegród przed i po termomodernizacji. Źródło: opracowanie własne
Table 3. Partitions' parameters before and after the thermomodernisation. Source: authors' own study

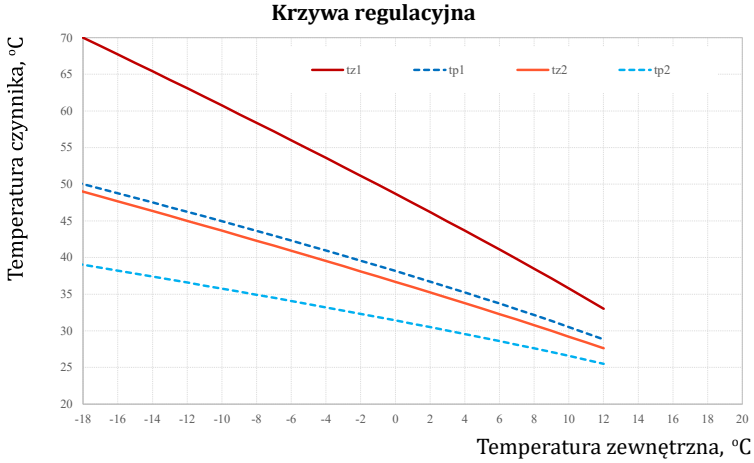
Opis przegrody	$U_{1,2,3}$* W/(m²·K)	$U_{4,5,6}$** W/(m²·K)	U_{WT21}*** W/(m²·K)
Ściany zewnętrzne: N i S	1,41	0,17	0,20
Ściany zewnętrzne: W i E	0,33–0,31	0,18	0,20
Strop w piwnicy	1,48	0,28	0,25
Podłoga na gruncie	0,62	0,20	-
Strop pod strychem	1,64	0,14	0,15
Dach	4,77	0,15	-
Okna z ramą PVC	1,50	0,90	0,90
Okna drewniane skrzynkowe	2,50	0,90	0,90
Drzwi zewnętrzne drewniane	2,50	1,30	1,30

* Wartości uwzględnione w wariantach 1, 2 i 3
** Wartości uwzględnione w wariantach 4, 5 i 6
*** Wartości wymagane przez Warunki Techniczne od 2021r.

Tabela 4. Sprawności dla przyjętych wariantów źródeł ciepła. Źródło: opracowanie własne
Table 4. Efficiencies for the selected heat source options. Source: authors' own study

Numer wariantu / Opis parametru	W 0*	W 1	W 2	W 3	W 4	W 5	W 6
Średnia sezonowa sprawność całkowita systemu ogrzewania	0,75	0,78	1,47	0,72	0,78	2,28	0,72
Średnia sezonowa sprawność wytwarzania ciepła	0,91	0,98	2,00	0,91	0,98	3,09	0,91
Średnia roczna sprawność całkowita systemu przygotowania c.w.u.	0,52	0,69	1,13	0,43	0,69	1,31	0,43
Średnia roczna sprawność wytwarzania ciepła	0,65	0,98	1,90	0,85	0,98	2,20	0,85

* W 0 – wariant bazowy



Rysunek 2. Krzywa grzewcza przed i po termomodernizacji. Źródło: opracowanie własne
Figure 2. Heating curve before and after thermomodernisation. Source: authors' own study

wynosi 26,8 kW. Wskaźnik obciążenia cieplnego jest równy 135,6 W/m², co klasyfikuje budynek jako wysoce energochłonny w standardzie dawnego budownictwa. Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na energię użytkową wynosi 340,0 kWh/(m²·rok). Przeprowadzenie termomodernizacji analizowanego budynku znacząco obniżyłoby obciążenie cieplne; z 26,8 kW do poziomu 14,2 kW. Stanowi to spadek zapotrzebowania na moc grzewczą o około 47%. Również wskaźnik zapotrzebowania na energię użytkową uległby zmniejszeniu w przypadku docieplenia budynku i wyniósłby 169,8 kWh/(m²·rok).

W tak zoptymalizowanym pod kątem ochrony cieplnej budynku instalacja nowoczesnych, niskotemperaturowych źródeł ciepła znajduje pełne uzasadnienie technologiczne i ekonomiczne. Zmniejszenie projektowego obciążenia cieplnego budynku może bezpośrednio wpłynąć na parametry pracy instalacji centralnego ogrzewania. Przyjęte założenia dotyczące modernizacji źródła ciepła nie obejmują wymiany istniejących odbiorników ciepła, redukcja strat ciepła sprawia jednak, że do zapewnienia komfortu cieplnego użytkowników wystarczy zasilanie czynnikiem grzewczym o niższych temperaturach, co obrazuje krzywa regulacyjna instalacji (Rysunek 2). W stanie bazowym, w warunkach obliczeniowych, instalacja wymagała wysokich parametrów wynoszących 70/50°C, natomiast po ociepleniu te same odbiorniki ciepła są w stanie w pełni zapewnić komfort cieplny użytkowników przy parametrach obniżonych do temperatury 49 °C na zasilaniu oraz 39 °C na powrocie.

Analiza SCOP pomp ciepła powietrze-woda

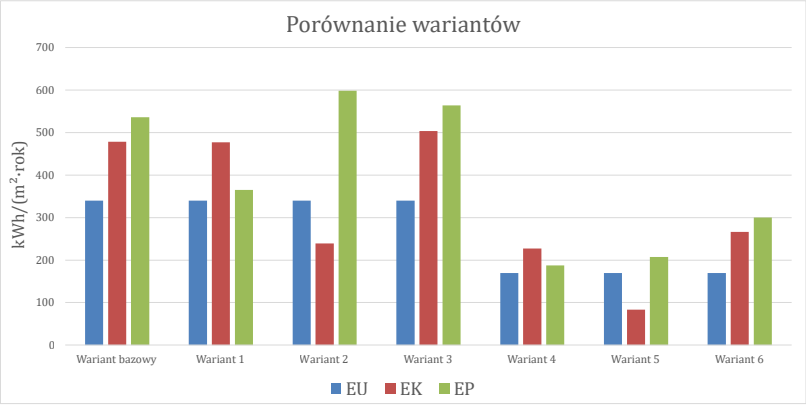
W celu oceny sezonowej efektywności energetycznej pompy ciepła przeprowadzono całoroczną analizę pracy urządzenia w dwóch wariantach budynku – przed oraz po termomodernizacji. Wykonana została ona zgodnie z normą *PN-EN 15316-4-2:2017-06 Charakterystyka energetyczna budynków – Metoda obliczania zapotrzebowania na ciepło przez instalację i sprawności układu – Część 4-2: Źródła ciepła w pomieszczeniach, instalacje z pompami ciepła, Moduł M3-8-2, M8-8-2*. Wyznaczenie sezonowego współczynnika efektywności SCOP pozwala na uwzględnienie wpływu zmienności temperatur zewnętrznych oraz parametrów czynnika i sposobu regulacji na charakterystykę pracy urządzenia. Przeprowadzona analiza potwierdza poprawę sprawności sezonowej pompy ciepła po termomodernizacji. Wzrost wskaźnika SCOP z 2,00 do 3,09 przy pracy na cele c.o. oraz z 1,90 do 2,2 przy pracy na cele c.w.u. wynika zarówno z obniżenia parametrów jak i z lepszego dopasowania mocy pompy ciepła do obiektu. Skutkuje to także redukcją pracy grzałki elektrycznej z poziomu 27% przed termomodernizacją do 3% po termomodernizacji.

Porównanie wskaźników energetycznych wariantów

W Tabeli 5 zestawiono wyniki obliczeń wskaźników zapotrzebowania budynku na energię użytkową, końcową i pierwotną dla wszystkich przeanalizowanych wariantów modernizacji źródła ciepła w budynku historycznym.

Tabela 5. Zestawienie wskaźników zapotrzebowania na energię analizowanych wariantów modernizacji źródła ciepła. Źródło: opracowanie własne
Table 5. Summary of energy demand indicators for the analysed heat source modernization options. Source: authors' own study

Wariant	Opis	EU, kWh/(m²·rok)	EK, kWh/(m²·rok)	EP, kWh/(m²·rok)
0	Stan istniejący budynku	340,0	478,6	536,1
1	Węzeł cieplny, bez termomodernizacji	340,0	477,2	365,3
2	Pompa ciepła A/W, bez termomodernizacji	340,0	239,6	598,4
3	Kocioł gazowy, bez termomodernizacji	340,0	504,0	564,2
4	Węzeł cieplny, po termomodernizacji	169,8	227,0	187,8
5	Pompa ciepła A/W, po termomodernizacji	169,8	83,1	207,7
6	Kocioł gazowy, po termomodernizacji	169,8	266,1	300,0



Rysunek 3. Porównanie wariantów modernizacji źródła ciepła. Źródło: opracowanie własne
Figure 3. Comparison of heat source modernization options. Source: authors' own study

Ze względu na stosunkowo niskie sprawności całkowite systemów wskaźnik zapotrzebowania na energię końcową EK, której koszty ostatecznie ponoszą użytkownicy obiektu, wynosi 478,6 kWh/(m²·rok) w wariancie bazowym. Zaopatrywanie budynku w ciepło na podstawie nieodnawialnego nośnika energii, jakim jest gaz ziemny, ze współczynnikiem nakładu wynoszącym 1,10 skutkuje wysokim wskaźnikiem rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną EP na poziomie 536,1 kWh/(m²·rok), co jest wartością typową dla niezmodernizowanych budynków historycznych. Wyniki przeprowadzonej analizy jednoznacznie wskazują więc na wysoce niezadowalający stan energetyczny istniejącego budynku.

Wdrożenie Wariantu 1 pozwoliłoby na nieznaczne obniżenie wskaźnika zapotrzebowania na energię końcową EK do poziomu 477,2 kWh/(m²·rok). Kluczową zmianą w tym wariancie jest duży spadek wskaźnika zapotrzebowania na energię pierwotną EP względem wariantu bazowego do 365,3 kWh/(m²·rok). W wariancie 2 zapotrzebowanie na energię końcową budynku ulega znacznej redukcji, do 239,6 kWh/(m²·rok), co jest spowodowane znacznie wyższą od innych źródeł ciepła sprawnością. Wartym uwagi jest fakt, że w porównaniu do wariantu bazowego oraz wariantu nr 1, powiększeniu uległ wskaźnik zapotrzebowania na energię pierwotną EP (598,4 kWh/(m²·rok)), co spowodowane jest wysokim wskaźnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej wynoszącym w tym przypadku 2,5. W analizowanym przypadku, scentralizowanie źródła ciepła wpływa negatywnie sprawność systemu. Zastosowanie zasobnika obniża sprawność akumulacji do poziomu η = 0,85 oraz obniża się sprawność przesytu ciepła z 1,00 do 0,90 względem wariantu bazowego. Wybór wariantu 3 polegającego na montażu centralnego źródła ciepła – gazowego kotła kondensacyjnego pogorszyłby warunki energetyczne budynku, podnosząc wartość wskaźnika zapotrzebowania na energię końcową o 25,4 kWh/(m²·rok). Obniżenie wskaźnika zapotrzebowania energii użytkowej budynku do poziomu 169,8 kWh/(m²·rok) spowodowane termomodernizacją obiektu wywarło wpływ na pozostałe wskaźniki. Wdrożenie wariantu 4 pozwala na obniżenie zapotrzebowania na energię końcową do poziomu 227,0 kWh/(m²·rok). W zestawieniu z nieocieplonym budynkiem (wariant 1), termomodernizacja przegród pozwoliła na niemal 50-procentową redukcję ilości ciepła, którą fizycznie trzeba byłoby dostarczyć do budynku, a także na tożsame obniżenie wskaźnika zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną. Piąty rozważany wariant modernizacji z zastosowaniem powietrznej pompy ciepła o parametrach pracy 49/39 °C, pozwolił na redukcję wskaźnika EK do poziomu 83,1 kWh/(m²·rok). Jest to ponad 5 krotna redukcja w porównaniu do wariantu bazowego budynku. Wskaźnik zapotrzebowania na energię pierwotną również uległ redukcji (do 207,7 kWh/(m²·rok)), jednak w dalszym ciągu nie spełnia on wymogów dla nowoprojektowanych budynków wielorodzinnych. W tym przypadku można jednak obniżyć wskaźnik EP poprzez zastosowanie odnawialnych źródeł energii, np. indywidualnej instalacji fotowoltaicznej. Ostatnim analizowanym scenariuszem jest Wariant 6, który zakłada instalację centralnego kotła gazowego w ocieplonym budynku. Zapotrzebowanie na energię końcową EK spadło do 266,1 kWh/(m²·rok). Choć jest to wynik o blisko 52% lepszy niż przed ociepleniem, to nadal pozostaje on najgorszym rezultatem spośród wszystkich wariantów w docieplonym budynku. W konsekwencji wysoka pozostaje również wartość EP (300,0 kWh/(m²·rok)), która jest znacznie niższa od wartości w wariancie bez ocieplenia, jednak z uwagi na zastosowanie paliwa jakim jest gaz ziemny wskaźnik ten jest najwyższy ze wszystkich analizowanych wariantów budynku po termomodernizacji. Na Rysunku 3 graficznie zobrazowano wyniki analizy.

Wybór najkorzystniejszego wariantu modernizacji

Celem przeprowadzania analiz modernizacji źródeł ciepła jest wyłonienie najkorzystniejszych rozwiązań. Termomodernizacja przegród budynku pozwoliła na znaczącą redukcję obciążenia cieplnego oraz wskaźnika zapotrzebowania na energię użytkową. Ocieplenie

budynku umożliwiło także obniżenie parametrów pracy z 70/50°C do 49/39°C, stwarzając tym samym odpowiednie środowisko pracy dla pompy ciepła. Pod względem zapotrzebowania na energię końcową EK zastosowanie wariantu 5 jest najbardziej korzystne ze względu na najniższą uzyskaną wartość tego wskaźnika. Paradoksalnie jednak, ze względu na budowę polskiego systemu energetycznego opartego jeszcze w dużej mierze na nieodnawialnych paliwach kopalnych, ten wariant charakteryzuje się wysokim wskaźnikiem zapotrzebowania na energię pierwotną. Pod kątem zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej najlepiej wypada zastosowanie węzła cieplnego w budynku po wykonaniu termomodernizacji jego obudowy. Niemniej nadal wskaźnik ten znacząco odbiega od wymaganych dla budynków nowoprojektowanych 65 kWh/(m^2·rok), a różnica między wariantami 4 i 5 wynosi jedynie 19,9 kWh/(m^2·rok). Jak wspomniano wcześniej, zasilenie pompy ciepła z indywidualnej instalacji fotowoltaicznej pozwoliłoby na obniżenie zapotrzebowania na energię nieodnawialną. Redukcja EP w przypadku zastosowania węzła ciepłowniczego, jest również możliwa przy zastosowaniu źródeł energii odnawialnej, ale bardziej skomplikowana. Po rozważeniu powyższych aspektów za wariant najlepszy uznano wariant 5 polegający na instalacji pompy ciepła powietrze/woda w budynku po kompleksowej termomodernizacji. W celu pełnego wykorzystania potencjału wybranego wariantu źródła ciepła oraz obniżyć wpływ budynku na środowisko przeanalizowano możliwość zastosowania instalacji fotowoltaicznej.

Instalacja fotowoltaiczna

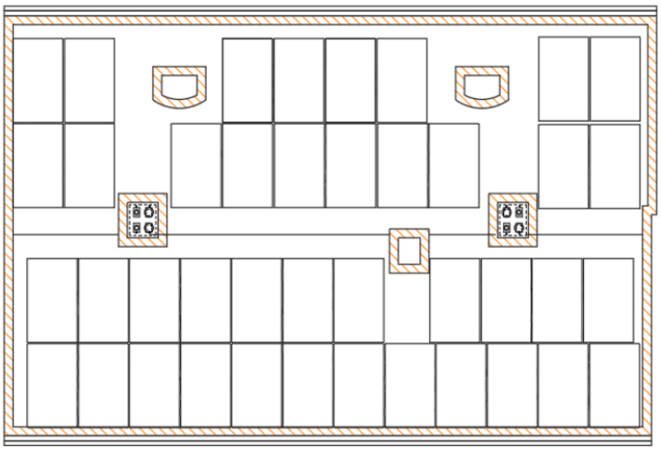
W celu redukcji wskaźnika zapotrzebowania na energię pierwotną EP, który wynosi w wybranym wariancie 207,7 kWh/(m^2·rok), dobrano instalację fotowoltaiczną (PV). W doborze instalacji PV posłużono się rocznym zapotrzebowaniem na energię końcową wraz z energią pomocniczą, równą zapotrzebowaniu na energię elektryczną systemu z pompą ciepła wynoszącemu 16868 kWh. Moc instalacji niezbędną do pokrycia zapotrzebowania na energię wyliczono przy założeniu sprawności systemu równej 82% i średniego rocznego uzysku energii ze słońca przy uwzględnieniu położenia wschód-zachód równego 819,4 kWh/kWp i wynosi ona 25,1 kWp.

Na podstawie przykładowych ogniw fotowoltaicznych dostępnych na rynku o mocy 480 W wyliczono wymaganą liczbę paneli równą 53 sztuki.

Należy zaznaczyć, że konserwatorzy zabytków często dopuszczają umieszczenie instalacji fotowoltaicznej tylko na nieeksponowanych połaciach dachu. Biorąc pod uwagę lokalizację drogi dojazdowej do budynku, która przebiega od strony północnej, połacie wschodnia i zachodnia nie są bezpośrednio widoczne od ulicy. W związku z tym przyjęto wariant zakładający możliwość pełnego zagospodarowania całego dachu.

Po uwzględnieniu rozmiarów ogniw oraz stref ochronnych od kominów, okien oraz krawędzi dachu, rozplanowano instalację. Na połaci dachu w rozmieszczeniu wschód-zachód udało się zmieścić 41 ogniw. Na Rysunku 4 pokazano rozmieszczenie ogniw PV na dachu budynku.

Uzysk energii z instalacji zasymulowano w narzędziu PVGIS-5. Przy kącie montażu równym 37° uzyskano z połaci wschodniej 6778 kWh, a z zachodniej 8473 kWh. Łączna roczna produkcja energii z instalacji fotowoltaicznej wynosi 15 250 kWh, co odpowiada około 90,4% pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. Wykorzystanie instalacji pozwoliłoby na obniżenie wskaźnika zapotrzebowania na energię pierwotną nieodnawialną budynku do wartości 47,8 kWh/(m^2·rok), co przekłada się na niemal 80% redukcję i możliwość spełnienia restrykcyjnych wymagań EP = 65,0 kWh/(m^2·rok) dla nowobudowanych budynków.



Rysunek 4. Rozmieszczenie ogniw PV na dachu budynku. Źródło: opracowanie własne
Figure 4. Layout of PV modules on the roof of a building. Source: authors' own elaboration

Wnioski

Analiza możliwości modernizacji źródła ciepła w historycznym budynku mieszkalnym miała na celu przeprowadzenie procesu oceny technicznej oraz energetycznej możliwości wymiany tego źródła w zabytkowym obiekcie wybudowanym w 1940 r. znajdującym się we Wrocławiu. Przeanalizowano sześć wariantów: węzeł cieplny, pompa ciepła powietrze-woda i centralny kocioł gazowy w nieocieplonym budynku oraz te same trzy opcje w budynku po termomodernizacji. Przegląd literaturowy wraz z analizą zapotrzebowania na moc i energię pokazały, że wymiana źródła ciepła bez uprzedniej kompleksowej termomodernizacji rozpatrywanego budynku będzie nieuzasadniona. Termomodernizacja obiektu pozwoliła na obniżenie zapotrzebowania na energię użytkową, w tym wskaźnika EU z 340,0 kWh/(m^2·rok) do 169,8 kWh/(m^2·rok). Redukcja obciążenia cieplnego budynku skutkowała także zmianą parametrów zasilania instalacji c.o. z 70/50 °C do 49/39 °C, tym samym pozytywnie wpływając na możliwość zastosowania pompy ciepła i zwiększenie średniorocznego współczynnika sprawności tego urządzenia. Na skutek powyższych zdecydowano się na wybór wariantu z pompa ciepła powietrze-woda w budynku po modernizacji przegród budowlanych z instalacją fotowoltaiczną pokrywającą 90,4% zapotrzebowania na energię elektryczną. Wykorzystanie instalacji fotowoltaicznej pozwoliło na redukcję wskaźnika zapotrzebowania na energię pierwotną do 47,8 kWh/(m^2·rok) a tym samym do standardów spełniających wymagania dla nowych budynków.

Bibliografia

Attia, S., Kosiński, P., Wójcik, R., Węglarz, A., Koc, D., & Laurent, O. (2022). Energy efficiency in the polish residential building stock: A literature review. *Journal of Building Engineering*, 45 (March 2021), 103461. https://doi.org/10.1016/j.jobe.2021.103461

Cichowicz, R., Jerominko, T., Grzelakowski, T., & Zaguła, A. (2025). Contemporary Challenges for Heating Historic Church Buildings from the Late 19th and Early 20th Centuries. *Energies*, 18(4). https://doi.org/10.3390/en18040889

Dmochowska, A., Guzal, J., & Nędzyński, K. (2024). 10 milionów szans, czyli jak termomodernizować budynki z wielkiej płyty w Polsce. *Polska Izba Budownictwa.* https://itech.lukasiewicz.gov.pl/wp-content/uploads/sites/38/2025/07/PIB_RAPORT_2024.pdf Dostęp: 27 września 2026

GUS. (2026). *Archiwum Głównego Urzędu Statystycznego.* https://stat.gov.pl Dostęp: 27 września 2026

GUS. (2024). Warunki mieszkaniowe w Polsce w świetle wyników Narodowego Spisu Powszechnego Ludności i Mieszkań 2021. *Główny Urząd Statystyczny* https://stat.gov.pl/spisy-powszechne/nsp-2021/nsp-2021-wyniki-ostateczne/warunki-mieszkaniowe-w-polsce-w-swietle-wynikow-narodowego-spisu-powszechnego-ludnosci-i-mieszkan-2021,5,2.html Dostęp: 27 września 2026

Jeleński, T., Zaręba, A., Konarzewski, Ł., Wójcik, R., Kosiński, P., Czemplik, C., Pękała, E., & Czachowska, A. (2022). *Rewaloryzacja i modernizacja budynków historycznych w dobie kryzysu klimatycznego (T. Jeleński* (ed.)). Fundacja Sendzimira; Croatia Green Building Council.

Jerominko, T. (2026). Analiza źródeł ciepła dla budynku zabytkowego z uwzględnieniem efektywności energetycznej. *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*, 57(1), 23–27. https://doi.org/10.65545/COW.2026.01.04

Komisja Europejska. (2020). Fala renowacji na potrzeby Europy – ekologizacja budynków, tworzenie miejsc pracy, poprawa jakości życia (COM(2020) 662 final).

Komisja Europejska. (2022). Plan REPowerEU (COM(2022) 230 final)

Kucharczyk-Brus, B. (2010). Modernizacja budynków mieszkalnych wielorodzinnych – oszczędność czy rozrzutność? *Czaspoismo Techniczne – Architektura*, 14(6-A/1), 137–143.

Maj, M., Węglarz, A., Żurawski, J., & Kluczberg, B. (2025). Analiza energetyczna budynków historycznych. *Materiały Budowlane*, 1, 38–45.

Minister Infrastruktury i Rozwoju. (2015). 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. Dz.U. 2015, poz. 376

Minister Rozwoju i Technologii. (2022). Obwieszczenie z dnia 15 kwietnia 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. 2022 poz. 1225).

Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej. (2018). Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej,* L 156, 75–91

Rada Ministrów. (2022). *Długoterminowa Strategia Renowacji Budynków. Załącznik do Uchwały nr 23/2022 Rady Ministrów z Dnia 9 Lutego 2022 r.* (Issue 23).

Sejm Rzeczypospolitej Polskiej. (2024). Ustawa z dnia 23 lipca 2003 r. o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami. Dz.U. 2003 nr 162, poz. 1568

UN, & IEA. (2017). Towards a zero-emission, efficient, and resilient buildings and construction sector. *In Global Status Report 2017*.

Urząd Miejski Wrocławia. (2026). Biuletyn Informacji Publicznej Urzędu Miejskiego Wrocławia. https://bip.um.wroc.pl Dostęp: 27 września 2026

Vogdt, F. U., Schaudienst, F., Baumbach, A., Walsdorf-Maul, M., & Schwabe, K. (2012). Energy modernization of tenements: from existing standard to low energy. *Czasopismo Techniczne – Budownictwo*, 2-B/2012(3).

Wolak, I. (2025). Termomodernizacja budynku zabytkowego w kierunku wysokiej efektywności energetycznej i jakości środowiska wewnętrznego. *Rynek Instalacyjny*, 4, s. 30-36

WUOZ. (2026). Wojewódzki Urząd Ochrony Zabytków we Wrocławiu. https://wosoz.ibip.wroc.pl/public Dostęp: 27 września 2026

ZZK. (2026). Zarząd Zasobu Komunalnego. https://zzk-wroc.logintrade.net/rejestracja/ustawowe.html?page=28 Dostęp: 27 września 2026

Życzyńska, A., Suchorab, Z., Kočí, J., & Černý, R. (2020). Energy Effects of Retrofitting the Educational Facilities Located in South-Eastern Poland. Energies. https://doi.org/10.3390/en13102449

Zastrzeżenie: Oświadczenia, opinie i dane przedstawione w publikacjach są wyłączną odpowiedzialnością ich autorów i nie odzwierciedlają stanowiska redakcji *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*. Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek szkody dotyczące osób lub mienia wynikające z idei, metod, zaleceń lub produktów omawianych w treści publikacji. *Artykuł udostępniony na licencji Creative Commons CC BY 4.0.*

Disclaimer: The statements, opinions, and data presented in the publications are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the views of the editorial board of *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja.* The editorial board assumes no responsibility or liability for any injury to persons or damage to property resulting from any ideas, methods, instructions, or products referred to in the content of the publications. *The article is distributed under the Creative Commons CC BY 4.0 license.*

DOI: 10.65545/COW.2026.10.04



Uwarunkowania i możliwości poprawy efektywności energetycznej budynków – aspekty teoretyczne i praktyczne

Conditions and opportunities for improving the energy efficiency of buildings – theoretical and practical aspects



Dr hab. inż. Michał Turski

ORCID ID: 0000-0002-4341-3062
Wydział Infrastruktury i Środowiska,
Politechnika Częstochowska
michal.turski@pcz.pl



Mgr inż. Łukasz Trzciński

ORCID ID: 0000-0002-6064-2633
Wydział Infrastruktury i Środowiska
Politechnika Częstochowska

Słowa kluczowe: świadectwa charakterystyki energetycznej budynków, chłodzenie, energia użytkowa, energia końcowa, energia pierwotna, przegrzewanie

Streszczenie

Jednym z ważniejszych uwarunkowań w określaniu efektywności energetycznej budynków jest chłodzenie. W przypadku obliczeń dotyczących chłodzenia w świadectwach charakterystyki energetycznej budynków obserwowana jest różnica pomiędzy teoretyczną i rzeczywistą wartością wskaźnika zapotrzebowania nieodnawialnej energii pierwotnej EP. Istotą problemu jest fakt, że brak przewidzianej instalacji chłodzenia na etapie projektu w żaden sposób nie eliminuje potrzeby chłodzenia budynku. W obliczeniach świadectw charakterystyki energetycznej energia na chłodzenie pojawia się w bilansie dopiero po przyjęciu odpowiedniego systemu technicznego. W artykule porównano dwa przypadki tego samego budynku jednorodzinnego: bez instalacji chłodzenia oraz po jej dodaniu. Dla budynku wyposażonego w system chłodzenia wskaźnik rocznego zapotrzebowanie na energię użytkową do celów chłodzenia wyniósł 22,26 kWh/(m^2·rok), a wskaźnik zapotrzebowania na energię końcową wyniósł 17,35 kWh/(m^2·rok). Najistotniejsza jest jednak wartość wskaźnika nieodnawialnej energii pierwotnej związanego z chłodzeniem, która wyniosła 43,38 kWh/(m^2·rok). Uwzględnienie systemu chłodzenia zwiększyło całkowity wskaźnik EP budynku ze 140,27 do 183,65 kWh/(m^2·rok), czyli aż o 30,93%.

Keywords: energy performance certificates for buildings, cooling, useful energy, final energy, primary energy, overheating

Abstract

Cooling is a key factor in determining the energy efficiency of buildings. When calculating cooling requirements for energy performance certificates, a difference is observed between theoretical and actual EP (primary energy) values. The core issue is that the absence of a planned cooling system at the design stage does not eliminate the actual need for building cooling. In energy performance calculations, cooling energy only appears in the energy balance once a specific technical system is assumed. This article compares two scenarios for the same single-family house: one without a cooling system and one with a cooling system installed. For the building equipped with a cooling system, the indicator of annual useful energy demand for cooling was 22.26 kWh/(m^2·year), and the indicator of final energy demand was 17.35 kWh/(m^2·year). However, the most significant figure is the non-renewable primary energy indicator associated with cooling, which amounted to 43.38 kWh/(m^2·year). Including the cooling system increased the building's total EP indicator from 140.27 to 183.65 kWh/(m^2·year) – an increase of 30.93%.

Wprowadzenie

Świadectwa charakterystyki energetycznej budynków porządkują informacje o zapotrzebowaniu na energię związanym z ich użytkowaniem i pozwalają porównywać obiekty obliczane według tych samych zasad. W świadectwie prezentowane są między innymi wskaźniki energii użytkowej EU, energii końcowej EK oraz nieodnawialnej energii pierwotnej EP (Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej, 2024; Minister Rozwoju i Technologii, 2023). Każdy z nich opisuje jednak nieco inny fragment bilansu, dlatego sama końcowa wartość EP nie wyjaśnia z czego wynika zużycie energii ani jakie potrzeby zostały w obliczeniach uwzględnione. Jednym z ważniejszych uwarunkowań w określaniu efektywności energetycznej budynków jest chłodzenie.

W przypadku obliczeń dotyczących chłodzenia w świadectwach charakterystyki energetycznej budynków obserwowana jest różnica pomiędzy teoretyczną i rzeczywistą wartością EP. Istotą problemu jest fakt, że brak przewidzianej instalacji chłodzenia na etapie projektu w żaden sposób nie eliminuje potrzeby chłodzenia budynku. A jednak, na podstawie świadectw charakterystyki energetycznej, można odnieść takie wrażenie. W takiej sytuacji problem przegrzewania budynku nadal istnieje z punktu widzenia użytkownika, ale energia elektryczna potrzebna do pracy klimatyzatora nie pojawia się jeszcze w obliczeniowym bilansie budynku. Jeżeli natomiast instalacja chłodzenia

zostanie wprowadzona do obliczeń jej zużycie energii zaczyna wpływać na EK i EP. Obecna metoda obliczeń, w której uwzględniono cząstkową wartość wskaźnika EP na potrzeby chłodzenia jest związana z występowaniem systemu chłodzenia (Minister Rozwoju i Technologii, 2022). Tę samą logikę zachowano w analizowanej wersji projektu nowych warunków technicznych (WT) z 9 czerwca 2025 r. (Ministerstwo Rozwoju i Technologii, 2025). Jednocześnie projekt ten wprowadza odrębne wymaganie odnoszące się do ograniczenia ryzyka przegrzewania w okresie letnim. Zestawienie obu zapisów jest istotne i pokazuje, że formalne nieuwzględnienie chłodzenia w obliczeniach EP nie może być traktowane jako potwierdzenie, że problem wysokiej temperatury wewnętrznej nie wystąpi. Znaczenie tego zagadnienia rośnie wraz ze wzrostem powierzchni przegród przezroczystych, coraz lepszą izolacyjnością przegród budowlanych i istotnym udziałem wewnętrznych zysków ciepła. W literaturze problem przegrzewania budynków mieszkalnych jest opisywany niezależnie od samej charakterystyki energetycznej, między innymi w metodzie CIBSE TM59 oraz w badaniach dotyczących budynków o niskim zapotrzebowaniu na energię (CIBSE, 2017; McLeod i in., 2013, Dengel i in, 2016). Opisane wcześniej rozbieżności są często wykorzystywane przy projektowaniu nowych obiektów budowlanych aby spełnić warunki formalne wynikające z Warunków Technicznych. Niestety zabiegi te prowadzą do pogłębienia problemu przegrzewania budynków, choć teoretycznie „na papierze" wszystkie obliczenia są poprawne. Prezentowany materiał przybliża zagadnienie bezrefleksyjnego wykorzystania zysków słonecznych zimą do obniżenia EP, co w okresie letnim prowadzi do wzrostu obciążenia chłodniczego.

Chłodzenie w świadectwach charakterystyki energetycznej

Świadectwo charakterystyki energetycznej ma przede wszystkim zapewnić porównywalny sposób oceny budynków, dlatego nie jest prostym zapisem rzeczywistych rachunków za energię. Zgodnie z ustawą o charakterystyce energetycznej budynków i metodologią wyznaczania charakterystyki energetycznej dokument obejmuje potrzeby związane między innymi z ogrzewaniem, wentylacją, przygotowaniem ciepłej wody użytkowej oraz chłodzeniem (Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej, 2024; Minister Rozwoju i Technologii, 2023).

W opracowaniach Buildings Performance Institute Europe (BPIE) zwraca się przy tym uwagę, że świadectwa pełnią równocześnie funkcję informacyjną i regulacyjną, a sposób prezentacji wskaźników wpływa na to, jak odbiorca ocenia jakość energetyczną obiektu (Carvalho i in., 2024). Wskaźnik EP jest powiązany z energią końcową i rodzajem nośnika energii. Dla energii elektrycznej z sieci metodologia przyjmuje współczynnik nakładu nieodnawialnej wel energii pierwotnej równy 2,5 (Minister Rozwoju i Technologii, 2023). Ma to bezpośrednie znaczenie dla chłodzenia, ponieważ typowe urządzenia chłodnicze w budynkach mieszkalnych są zasilane energią elektryczną. Nawet przy niewielkiej wartości zapotrzebowania na energię końcową składowa EP może więc być wyraźna. W tym miejscu warto rozdzielić ocenę samego budynku od oceny zastosowanego systemu technicznego. Energia użytkowa na potrzeby chłodzenia wynika przede wszystkim z warunków cieplnych, geometrii, zysków ciepła zewnętrznych i wewnętrznych oraz przyjętego sposobu użytkowania. Energia końcowa zależy już od tego, w jaki sposób potrzeba chłodnicza zostanie pokryta. Dwa budynki o takim samym zapotrzebowaniu na chłód mogą więc mieć inne EK jeżeli zastosowano w nich urządzenia o różnej efektywności albo inaczej rozwiązano przesył i urządzenia pomocnicze. Na poziomie EP pojawia się jeszcze trzeci czynnik, czyli współczynnik nakładu nośnika energii. W praktyce jedna liczba końcowa zawiera więc jednocześnie informację o potrzebach budynku, sprawności instalacji i sposobie zasilania. Przy realizacji procesu chłodzenia ma to znaczenie szczególne, ponieważ duża część współczesnych systemów korzysta z energii elektrycznej, dla której przyjęty współczynnik nakładu jest wyższy niż dla wielu innych nośników (Minister Rozwoju i Technologii, 2023).

W Europie zapotrzebowanie budynku na ciepło i chłód opisuje norma ISO 52016-1:2017 (ISO, 2017a), natomiast dane klimatyczne wykorzystywane w obliczeniach są przedmiotem ISO 52010-1:2017 (ISO, 2017b). Szersze ramy oceny charakterystyki energetycznej budynków określa ISO 52000-1:2017 (ISO, 2017c). Z punktu widzenia niniejszej analizy ważne jest rozdzielenie trzech kolejnych wielkości: potrzeby chłodniczej budynku, energii końcowej zużytej przez system oraz energii pierwotnej wynikającej z zastosowanego nośnika. Jeżeli te poziomy zostaną sprowadzone do jednego wskaźnika, łatwo pominąć przyczynę obserwowanej zmiany.

Obiekt analizy

W artykule przedstawiono problem istotnego wpływu uwarunkowania efektywności energetycznej budynku w zależności od systemu chłodzenia na przykładzie jednego budynku i dwóch przypadków obliczeniowych. W pierwszym przypadku nie występuje system chłodzenia, natomiast w drugim system chłodniczy zasilany jest energią elektryczną z sieci. Pozostałe parametry pozostawiono bez zmian. Dzięki temu można sprawdzić jaki wpływ na wskaźniki świadectwa charakterystyki energetycznej ma wyłącznie uwzględnienie chłodzenia, bez łączenia tego efektu ze zmianą przegród, źródła ogrzewania albo geometrii budynku.

Obiektem analizy był dwukondygnacyjny budynek mieszkalny jednorodzinny o powierzchni pomieszczeń o regulowanej temperaturze A_f = 206,71 m^2 i kubaturze ogrzewanej 532,2 m^3. Budynek zlokalizowany jest w Częstochowie, a zatem w III strefie klimatycznej, z temperaturą obliczeniową zewnętrzną –20,0°C i projektowaną temperaturą wewnętrzną 20,0°C. Ogrzewanie oraz przygotowanie ciepłej wody użytkowej w wariancie bazowym realizowane były przez kocioł gazowy. W analizie nie zmieniano parametrów cieplnych przegród budowlanych. Współczynnik przenikania ciepła ścian zewnętrznych wynosił 0,15 W/(m^2·K), dachu 0,13 W/(m^2·K), podłogi na gruncie 0,25 W/(m^2·K), okien pionowych 0,90 W/(m^2·K), okien połaciowych 1,10 W/(m^2·K), a drzwi zewnętrznych 1,30 W/(m^2·K). Obliczeniowe zapotrzebowanie na moc cieplną pomieszczeń ogrzewanych wynosiło 8,15 kW. Parametry te pozostają takie same w obu przypadkach, ponieważ celem nie jest ocena modernizacji obudowy, lecz wyłącznie wpływu systemu chłodzenia.

Metodyka obliczeń

Do obliczeń charakterystyki energetycznej wykorzystano oprogramowanie ArCADia-TERMOCAD. W obu przypadkach wykorzystano ten sam schemat obliczeniowy, a po dodaniu chłodzenia wykonano pełne ponowne przeliczenie, ponieważ istotne było zachowanie tej samej procedury obliczeniowej dla całego budynku.

Do chłodzenia budynku zastosowano agregat do schładzania cieczy ze skraplaczem chłodzonym powietrzem, ze sprężarką spiralną typu scroll i czynnikiem R407C. Sezonowy współczynnik efektywności chłodniczej dla tego typu urządzeń wynosił *SEER* = 3,80 (Tabela 1). Sprawność przesyłu chłodu wynosiła $\eta_{C,d}$ = 0,90, natomiast sprawność regulacji i wykorzystania oraz sprawność akumulacji przyjęto jako równe 1,00 (również z uwagi na brak wpływu tych wartości na porównanie systemów). Całkowitą efektywność systemu wyznaczono jako iloczyn tych wielkości wg Równania 1.

$$\eta_{C,tot} = SEER \cdot \eta_{C,d} \cdot \eta_{C,e} \cdot \eta_{C,s} \quad (1)$$

gdzie:

$\eta_{C,tot}$ – całkowita średnia sezonowa efektywność energetyczna systemu chłodzenia, –

$SEER$ – sezonowy współczynnik efektywności chłodniczej agregatu, –

$\eta_{C,d}$ – średnia sezonowa sprawność przesyłu chłodu, –

$\eta_{C,e}$ – średnia sezonowa sprawność regulacji i wykorzystania chłodu, –

$\eta_{C,s}$ – średnia sezonowa sprawność akumulacji chłodu, –

Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do chłodzenia $Q_{_C,nd}$ zostało wyznaczone na podstawie modelu budynku. Energię końcową potrzebną bezpośrednio do wytworzenia chłodu obliczono wg Równania 2.

$$EK_{C,źr} = \frac{Q_{C,nd}}{\eta_{C,tot}} \quad (2)$$

gdzie:

$EK_{C,źr}$ – roczna energia końcowa potrzebna bezpośrednio do wytworzenia chłodu, kWh/rok

$Q_{C,nd}$ – roczne zapotrzebowanie budynku na energię użytkową do chłodzenia, kWh/rok

$\eta_{C,tot}$ – średnia sezonowa efektywność energetyczna systemu chłodzenia, przyjęta do przeliczenia energii użytkowej na energię końcową, –

Całkowita energia końcowa chłodzenia jest więc sumą energii potrzebnej do wytworzenia chłodu oraz energii urządzeń pomocniczych (Równanie 3).

$$EK_C = EK_{C,źr} + E_{el,pom,C} \quad (3)$$

gdzie:

EK_C – całkowita roczna energia końcowa zużywana na potrzeby chłodzenia, obejmująca wytwarzanie chłodu i pracę urządzeń pomocniczych, kWh/rok

$E_{el,pom,C}$ – roczne zużycie energii elektrycznej przez urządzenia pomocnicze systemu chłodzenia, kWh/rok.

Do przeliczenia energii końcowej na nieodnawialną energię pierwotną zastosowano współczynnik nakładu dla energii elektrycznej z sieci w_{el} = 2,50, zgodnie ze wcześniejszymi założeniami (Minister Rozwoju i Technologii, 2023). Jednostkową składową energii pierwotnej do celów chłodzenia obliczono zgodnie z Równaniem 4.

$$EP_C = \left(\frac{EK_C}{A_f}\right) \cdot w_{el} \quad (4)$$

gdzie:

EP_C – wskaźnik rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną do chłodzenia, odniesiony do jednostki powierzchni, kWh/m^2·rok

A_f – powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza, m^2

w_{el} – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na energię elektryczną pobieraną z sieci, –

Ostatni etap polegał na porównaniu całkowitego wskaźnika EP budynku bez chłodzenia z wartością uzyskaną po wprowadzeniu systemu chłodzenia. Ponieważ nie zmieniano pozostałych elementów obiektu analizy, różnica pomiędzy oboma wynikami odpowiada składowej związanej z chłodzeniem w przyjętym wariancie.

Tabela 1. Parametry systemu chłodzenia. Źródło: opracowanie własne
Table 1. Cooling system parameters. Source: authors' own study

Parametr	Symbol	Wartość
Sezonowy współczynnik efektywności chłodniczej	$SEER$	3,80
Sprawność przesyłu chłodu	$\eta_{C,d}$	0,90
Sprawność regulacji i wykorzystania	$\eta_{C,e}$	1,00
Sprawność akumulacji	$\eta_{C,s}$	1,00
Całkowita efektywność systemu	$\eta_{C,tot}$	3,42
Współczynnik nakładu energii elektrycznej	w_{el}	2,50

Wyniki i analiza

Roczne zapotrzebowanie na chłód wyniosło 4600,47 kWh/rok, co przy powierzchni ogrzewanej budynku A_f = 206,71 m^2 prowadzi do wartości jednostkowej 22,26 kWh/(m^2·rok) energii użytkowej. Sytuacja zaprezentowana na Rysunku 1 wskazuje, że jest to pierwsza wielkość po uwzględnieniu chłodzenia, ale jeszcze nie świadczy o tym, ile energii elektrycznej pobierze cały system. Po uwzględnieniu *SEER* oraz sprawności przesyłu, regulacji i akumulacji energia końcowa potrzebna bezpośrednio do wytworzenia chłodu wyniosła 3585,93 kWh/rok, czyli jako wartość jednostkowa wyniosła 17,35 kWh/(m^2·rok). Po zastosowaniu współczynnika nakładu w_{el} = 2,50 składowa nieodnawialnej energii pierwotnej do celów chłodzenia wyniosła 43,38 kWh/(m^2·rok). Wartość EP budynku bez systemu chłodzenia wynosiła 140,27 kWh/(m^2·rok), a po dodaniu systemu chłodniczego wzrosła do 183,65 kWh/(m^2·rok). Różnica wynosi więc 43,38 kWh/(m^2·rok), co stanowiło aż 30,93% wzrost w stosunku do przypadku bez chłodzenia. Warto przy tym zaznaczyć, że pomiędzy obydwoma przypadkami nie zmieniano geometrii budynku ani parametrów jego przegród. Nie zmieniono również systemu ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Trudno więc na podstawie samej niższej wartości EP wariantu bez chłodzenia stwierdzić, że budynek jest energetycznie korzystniejszy w całym roku. W jego bilansie po prostu nie występuje

energia zużywana na chłodzenie, chociaż potrzeba obniżenia temperatury w pomieszczeniach może oczywiście wystąpić. W takim wypadku użytkownik może chłodzić budynek najtańszym klimatyzatorem, powszechnie dostępnym w sklepach – z niską sprawnością, szczególnie przy nieprofesjonalnym montażu (wylot powietrze w formie rury w uchylonym oknie). Taka sytuacja oczywiście nie zostanie uwzględniona w świadectwie charakterystyki energetycznej.

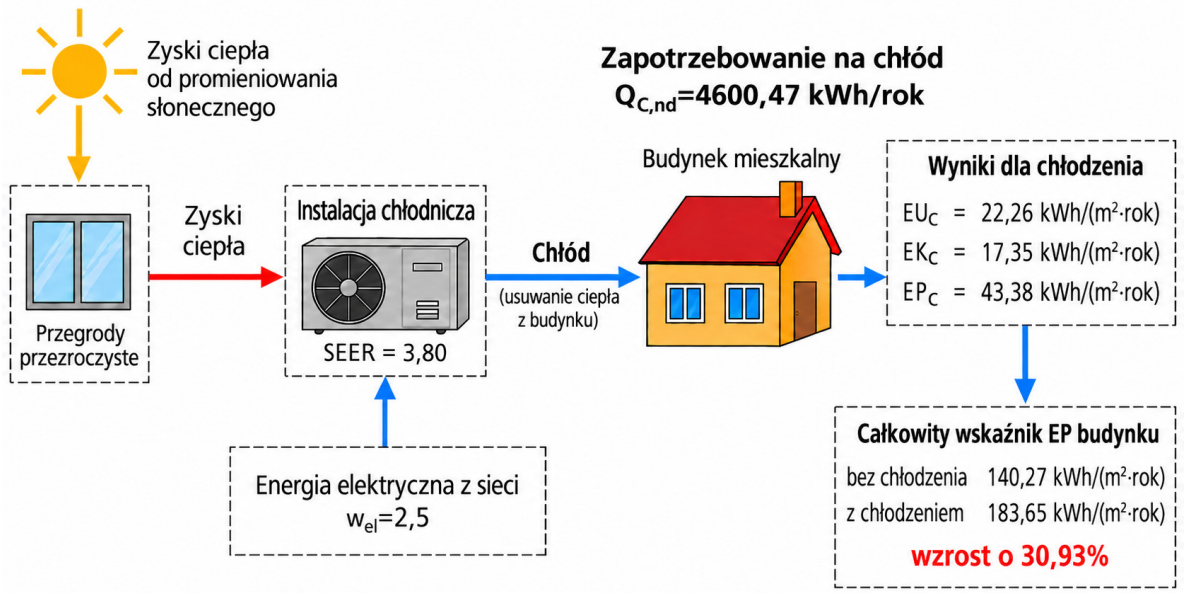
Prezentowane wyniki nie stanowią ogólnej proporcji właściwej dla wszystkich systemów chłodzenia, ale dla analizowanego przypadku dobrze pokazuje, dlaczego ocena ograniczona do parametru SEER byłaby niewystarczająca. Wynik warto zestawić z problemem przegrzewania opisanym w literaturze. CIBSE TM59, badania McLeoda i współautorów oraz opracowanie BRE traktują przegrzewanie jako odrębne zagadnienie związane z temperaturą wewnętrzną i komfortem użytkowników (CIBSE, 2017; McLeod i in., 2013, Dengel i in, 2016).

W tych ujęciach nie ma założenia, że budynek bez klimatyzacji jest z definicji wolny od problemu. Wręcz przeciwnie, potrzeba chłodzenia może pojawić się właśnie wtedy, gdy ochrona przeciwsłoneczna, wentylacja nocna albo inne środki pasywne okażą się niewystarczające. Z drugiej strony w świadectwie charakterystyki energetycznej energia na potrzeby chłodzenia jest związana z przyjętym systemem technicznym. To powoduje, że dwa identyczne pod względem przegród budynki mogą uzyskać różne wyniki tylko dlatego, że w jednym przewidziano chłodzenie, a w drugim nie. Wskaźnik EP nie odpowiada wtedy wyłącznie na pytanie o jakość obudowy budynku, lecz także o to, jakie potrzeby energetyczne oraz jakie urządzenia zostały w obliczeniach przyjęte. Badania dotyczące energy performance gap (De Wilde, 2014, Van Dronkelaar i in., 2016) pokazują, że różnice pomiędzy modelem a eksploatacją nie wynikają z jednego czynnika i mogą obejmować zarówno zachowanie użytkowników, jak i zmiany w wyposażeniu budynku.

Właśnie dlatego w charakterystyce energetycznej warto zwracać uwagę nie tylko na końcowe EP, ale również na EU i EK oraz na strukturę systemów technicznych, które do tego wyniku doprowadziły. Istotna jest też kolejność interpretacji wyników. Najpierw należy sprawdzić, czy budynek w ogóle wykazuje zapotrzebowanie na chłód i jak duże jest EUC. Dopiero później można oceniać sprawność systemu i wielkość EKC, a na końcu składową EP zależną od nośnika energii. Takie podejście pozwala uniknąć sytuacji, w której wysoki EPC zostaje od razu przypisany „złemu budynkowi. W analizowanym przypadku różnica pomiędzy 22,26 kWh/(m^2·rok) energii użytkowej, a 43,38 kWh/(m^2·rok) energii pierwotnej dobrze pokazuje, że oba wskaźniki odpowiadają na inne pytania. W przedstawionym porównaniu trzeba też rozróżnić zmianę oceny od zmiany fizycznych właściwości budynku. Po dodaniu systemu chłodzenia nie wzrosły straty przez przenikanie i nie pogorszyły się właściwości izolacyjne przegród budowlanych. Wzrosła natomiast liczba potrzeb energetycznych pokrywanych przez systemy techniczne. Z tego powodu wyższy wskaźnik EP jest przede wszystkim informacją o dodatkowej usłudze energetycznej i sposobie jej realizacji. Przy prostym rankingu dwóch budynków taka różnica może zostać łatwo przeoczona, szczególnie jeżeli odbiorca świadectwa patrzy tylko na jedną wartość liczbową bez sprawdzenia, czy chłodzenie występuje w obu obiektach.

Podsumowanie i wnioski

Uwzględnienie instalacji chłodzenia zmieniło charakterystykę energetyczną analizowanego budynku mimo pozostawienia bez zmian jego geometrii, przegród oraz systemu ogrzewania i przygotowania ciepłej wody. Zmiana wartości wskaźników w świadectwie nie wynikała ze zmiany zapotrzebowania na chłód, lecz z samego uwzględnienia lub braku systemu chłodzenia.



Rysunek 1. Aspekty teoretyczne i praktyczne uwzględnienia chłodzenia w bilansie energetycznym budynku mieszkalnego. Źródło: opracowanie własne
Figure 1. Theoretical and practical aspects of cooling accounting in the energy balance of a residential building. Source: authors' own study

W wyniku uwzględnienia w obliczeniach systemu chłodzenia, a nie jego potrzeby, roczne zapotrzebowanie na energię zmienia swoje wartości w świadectwie charakterystyki energetycznej o: 22,26 kWh/(m^2·rok) dla energii użytkowej, 17,35 kWh/(m^2·rok) dla energii końcowej oraz 43,38 kWh/(m^2·rok) dla energii pierwotnej. W efekcie całkowity wskaźnik EP budynku wzrósł z wartości 140,27 do 183,65 kWh/(m^2·rok), czyli aż o 30,93%, co można uznać za wartość mogącą przeważyć o klasie energetycznej budynku.

Niższa wartość EP budynku bez systemu chłodzenia nie powinna być jednocześnie utożsamiana z „lepszym budynkiem" w okresie letnim. W takim przypadku zapotrzebowanie na chłód nie występuje po prostu w bilansie obliczeniowym. Potrzeba ograniczenia temperatury wewnętrznej może jednak nadal wystąpić, a jej brak w świadectwie charakterystyki energetycznej nie oznacza braku problemu przegrzewania.

Przy porównywaniu charakterystyki energetycznej budynków mieszkalnych należy więc zwracać uwagę nie tylko na końcową wartość wskaźnika EP, ale również na zakres systemów uwzględnionych w obliczeniach. Dwa budynki o takich samych parametrach przegród i tej samej geometrii mogą uzyskać różne wyniki, jeżeli tylko jeden z nich jest wyposażony w system chłodzenia. Taka niedoskonałość mechanizmu obliczeń wiąże się z kolejnym problemem przy projektowaniu budynków – problemem zwiększania zysków ciepła przez przegrody przezroczyste w okresie zimowym (zwiększanie przeszklenia) w celu uzyskania jak najniższej wartości EP budynku, bez uwzględniania wzrostu zapotrzebowania na chłód w okresie letnim.

Źródło finansowania

Badania naukowe zostały sfinansowane z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska, Politechniki Częstochowskiej.

Bibliografia

Carvalho, C., Cleto, J., Monteiro, C., Fernandes, J., & Fragoso, R. (2024). *Energy performance certificates: Policy needs and best practices* (EPBD.wise Deliverable 5.1). ADENE. https://www.bpie.eu/wp-content/uploads/2024/06/EPBD.wise_Deliverable-5.1_EPCs_Final.pdf

CIBSE. (2017). Design methodology for the assessment of overheating risk in homes (TM59). *Chartered Institution of Building Services Engineers.*

De Wilde, P. (2014). The gap between predicted and measured energy performance of buildings: A framework for investigation. *Automation in Construction*, 41, 40–49. https://doi.org/10.1016/j.autcon.2014.02.009

Dengel, A., Swainson, M., Ormandy, D., & Ezratty, V. (2016). Overheating in dwellings: Guidance document. Building Research Establishment. https://files.bregroup.com/bre-co-uk-file-library-copy/filelibrary/Briefing%20papers/116885-Overheating-Guidance-v3.pdf

ISO. (2017a). ISO 52016-1:2017 Energy performance of buildings — Energy needs for heating and cooling, internal temperatures and sensible and latent heat loads — Part 1: Calculation procedures. *International Organization for Standardization.*

ISO. (2017b). ISO 52010-1:2017 Energy performance of buildings — External climatic conditions — Part 1: Conversion of climatic data for energy calculations. *International Organization for Standardization.*

ISO. (2017c). ISO 52000-1:2017 Energy performance of buildings — Overarching EPB assessment — Part 1: General framework and procedures. *International Organization for Standardization.*

Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej. (2024). Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 24 stycznia 2024 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o charakterystyce energetycznej budynków. *Dziennik Ustaw*, poz. 101.

McLeod, R. S., Hopfe, C. J., & Kwan, A. (2013). An investigation into future performance and overheating risks in Passivhaus dwellings. *Building and Environment*, 70, 189–209. https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2013.08.024

Minister Rozwoju i Technologii. (2022). Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 15 kwietnia 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie. *Dziennik Ustaw*, poz. 1225.

Minister Rozwoju i Technologii. (2023). 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. *Dziennik Ustaw*, poz. 697.

Ministerstwo Rozwoju i Technologii. (2025). Projekt rozporządzenia Ministra Rozwoju i Technologii w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [Projekt z 9 czerwca 2025 r.].

Van Dronkelaar, C., Dowson, M., Spataru, C., & Mumovic, D. (2016). A review of the regulatory energy performance gap and its underlying causes in non-domestic buildings. *Frontiers in Mechanical Engineering*, 1. https://doi.org/10.3389/fmech.2015.00017

Zastrzeżenie: Oświadczenia, opinie i dane przedstawione w publikacjach są wyłączną odpowiedzialnością ich autorów i nie odzwierciedlają stanowiska redakcji *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*. Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek szkody dotyczące osób lub mienia wynikające z idei, metod, zaleceń lub produktów omawianych w treści publikacji. *Artykuł udostępniony na licencji Creative Commons CC BY 4.0.*

Disclaimer: The statements, opinions, and data presented in the publications are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the views of the editorial board of *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja.* The editorial board assumes no responsibility or liability for any injury to persons or damage to property resulting from any ideas, methods, instructions, or products referred to in the content of the publications. *The article is distributed under the Creative Commons CC BY 4.0 license.*

DOI: 10.65545/COW.2026.10.05



Zamówienia przedkomercyjne (PCP) jako narzędzie rozwoju innowacyjnych systemów grzewczo-chłodzących dla budownictwa neutralnego klimatycznie

Pre-commercial procurement in the development of innovative heat pumps for climate-neutral buildings



Dr inż. Mariusz A. Skwarczyński

ORCID ID: 0000-0002-8221-3805
Narodowe Centrum Badań i Rozwoju
mariusz.skwarczynski@ncbr.gov.pl

Słowa kluczowe: zamówienia przedkomercyjne, PCP, Innowacyjne Zamówienia Publiczne, chłodzenie budynków, pompa ciepła, Demonstrator Technologii, sektor finansów publicznych, magazynowanie ciepła i chłodu

Streszczenie

Artykuł analizuje potencjał mechanizmu zamówień przedkomercyjnych (Pre-Commercial Procurement, PCP) jako narzędzia stymulującego rozwój innowacyjnych systemów grzewczo-chłodzących opartych na pompach ciepła. W świetle wymagań zrewidowanej dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD) oraz rosnącego znaczenia chłodzenia budynków modernizacja systemów technicznych w obiektach użytkowanych przez instytucje sektora finansów publicznych wymaga rozwiązań uwzględniających zarówno dekarbonizację ogrzewania, jak i zapewnienie całorocznego komfortu cieplnego. Na podstawie analizy dokumentacji przedsięwzięcia „Systemy grzewczo-chłodzące oparte o pompy ciepła dla budynków niepodłączonych do sieci ciepłowniczej", realizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, ze środków Funduszy Europejskich, w formule PCP oraz literatury przedmiotu zidentyfikowano kluczowe wyzwania techniczne obejmujące prefabrykację i modułowość systemu, zapewnienie funkcji grzania i chłodzenia, integrację magazynów energii termicznej, zastosowanie czynników chłodniczych o niskim GWP oraz wykorzystanie zaawansowanych systemów zarządzania energią. Analiza wskazuje, że etapowa i konkurencyjna formuła PCP może tworzyć warunki do rozwoju standaryzowanych, modułowych maszynowni kontenerowych oraz ich walidacji w warunkach rzeczywistej eksploatacji przed szerszym wdrożeniem rynkowym.

Keywords: pre-commercial procurement, PCP, innovation procurement, building cooling, heat pumps, Technology Demonstrator, public finance sector, thermal energy storage

Abstract

The article examines the potential of Pre-Commercial Procurement (PCP) as an instrument for stimulating the development of innovative heat pump-based heating and cooling systems. In the context of the recast Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) and the growing importance of building cooling, the modernization of technical systems in public-sector facilities requires solutions addressing both heating decarbonization and year-round thermal comfort. Based on an analysis of the documentation of the PCP procedure "Heating and cooling systems based on heat pumps for buildings not connected to district heating networks", conducted by the National Centre for Research and Development (NCBR), and a review of the relevant literature, key technical challenges were identified. These include system prefabrication and modularity, reversible heating and cooling operation, integration with thermal energy storage, the use of low-GWP refrigerants, and advanced energy management. The analysis indicates that the phased and competitive PCP approach can create favorable conditions for the development of standardized modular containerized plant rooms and their validation under real operating conditions prior to wider market deployment.

Wstęp

Dążenie do osiągnięcia neutralności klimatycznej w Unii Europejskiej wymaga głębokiej transformacji sektora budowlanego. Zrewidowana dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD) ustanawia cel osiągnięcia zeroemisyjnego zasobu budowlanego do 2050 r. oraz przewiduje, że od 1 stycznia 2028 r. nowe budynki będące własnością podmiotów publicznych powinny spełniać standard budynku zeroemisyjnego, natomiast od 1 stycznia 2030 r. wymaganie to obejmie wszystkie nowe budynki (Parlament Europejski i Rada UE, 2024a). Transformacja ta zwiększa znaczenie dekarbonizacji systemów ogrzewania i chłodzenia. Pompy ciepła należą do technologii mogących odegrać istotną rolę w dekarbonizacji sektora ogrzewania, a ich integracja z systemem elektroenergetycznym może dodatkowo zwiększać elastyczność energetyczną budynków (Gaur et al., 2021; Fischer & Madani, 2017).

Modernizacja energetyczna istniejących obiektów użytkowanych przez instytucje sektora finansów publicznych wiąże się ze szczególnymi ograniczeniami technicznymi i organizacyjnymi. W przypadku szkół, szpitali, obiektów dydaktyczno-naukowych czy budynków administracji długotrwałe wyłączenie obiektu lub jego instalacji technicznych może być

trudne do zaakceptowania. Jednocześnie modernizowane systemy muszą być dostosowane do istniejących instalacji odbiorczych oraz uwzględniać zarówno zapotrzebowanie na ogrzewanie, jak i chłodzenie. Powoduje to potrzebę poszukiwania rozwiązań możliwie prefabrykowanych, skalowalnych i ograniczających zakres prac wykonywanych bezpośrednio w modernizowanym obiekcie.

Jednym z instrumentów umożliwiających sektorowi publicznemu stymulowanie rozwoju rozwiązań, które nie są jeszcze dostępne na rynku w wymaganej postaci, są zamówienia przedkomercyjne (Pre-Commercial Procurement, PCP). PCP jest szczególnym podejściem do zamawiania usług badawczo-rozwojowych, realizowanym konkurencyjnie i etapowo, w którym zamawiający publiczny nie zachowuje wyników prac B+R wyłącznie na własny użytek, lecz dzieli ryzyka i korzyści związane z ich rozwojem z wykonawcami (Komisja Europejska, 2021). W literaturze dotyczącej zamówień publicznych wskazuje się na szereg barier ograniczających zdolność zamówień publicznych do stymulowania innowacji, w tym nadmiernie szczegółowe specyfikacje, niewystarczającą interakcję pomiędzy zamawiającym a dostawcami oraz problemy związane z zarządzaniem ryzykiem (Uyarra i in., 2014).

Celem niniejszego artykułu jest analiza potencjału mechanizmu PCP jako narzędzia stymulującego rozwój innowacyjnych systemów grzewczo-chłodzących opartych na pompach ciepła. Analizie poddano założenia przedsięwzięcia realizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań dotyczących prefabrykacji maszynowni, rewersyjnej pracy grzewczo-chłodzącej, magazynowania energii termicznej oraz integracji systemu ze zmiennymi warunkami funkcjonowania rynku energii elektrycznej.

Materiały i metody

W pracy zastosowano analizę ukierunkowaną na identyfikację zależności pomiędzy barierami technicznymi modernizacji systemów HVAC w istniejących budynkach a wymaganiami funkcjonalnymi formułowanymi w ramach zamówienia przedkomercyjnego. Główny materiał analizy stanowi dokumentacja Narodowego Centrum Badań i Rozwoju dotycząca opublikowanego postępowania „Systemy grzewczo-chłodzące oparte o pompy ciepła dla budynków niepodłączonych do sieci ciepłowniczej" (NCBR, 2026). Analizę dokumentacji uzupełniono przeglądem literatury dotyczącej pomp ciepła, zamówień publicznych na innowacje, czynników chłodniczych, magazynowania energii termicznej oraz sterowania predykcyjnego. Przedsięwzięcie realizowane jest ze środków programu Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki.

Istota i struktura zamówień przedkomercyjnych w obszarze HVAC

W klasycznych zamówieniach publicznych przedmiot zamówienia jest co do zasady określany na tyle precyzyjnie, aby wykonawcy mogli przygotować porównywalne oferty dotyczące oczekiwanego produktu, usługi lub robót. W przypadku potrzeb, dla których odpowiednie rozwiązanie nie jest jeszcze dostępne na rynku, podejście takie może ograniczać przestrzeń do prowadzenia prac badawczo-rozwojowych. Zamówienia na innowacje umożliwiają natomiast zamawiającemu skoncentrowanie się na potrzebie i oczekiwanym rezultacie funkcjonalnym, pozostawiając wykonawcom większą przestrzeń do opracowania sposobu jej rozwiązania (Komisja Europejska, 2021).

Fundamentalną cechą PCP jest podział ryzyka i korzyści związanych z prowadzeniem prac badawczo-rozwojowych pomiędzy zamawiającego publicznego a wykonawców oraz prowadzenie prac w warunkach konkurencji, równego traktowania i przejrzystości (Komisja Europejska, 2021). Szczegółowe zasady finansowania prac oraz podziału praw własności intelektualnej należy rozpatrywać zgodnie z dokumentacją konkretnego postępowania.

Procedura PCP ma charakter etapowy i konkurencyjny. Kolejne fazy prac B+R umożliwiają stopniową ocenę rozwijanych rozwiązań oraz wybór wykonawców kontynuujących prace w następnych etapach (Komisja Europejska, 2021). W analizowanym przedsięwzięciu harmonogram obejmuje trzy etapy jak przedstawiono na Rysunku 1 (NCBR, 2026):

- **Etap 1** – Koncepcja Technologiczna: realizacja prac do 90 dni od zawarcia umowy; weryfikacja, ocena i selekcja do Etapu 2 – do 30 dni od terminu doręczenia wyników prac.
- **Etap 2** – Prototyp i badania: realizacja prac B+R do 14 miesięcy od rozpoczęcia Etapu 2; testy prototypów, ocena i selekcja do Etapu 3 – do 120 dni od doręczenia wyników prac.
- **Etap 3** – Demonstrator Technologii: realizacja prac B+R do 12 miesięcy od rozpoczęcia Etapu 3; testy Demonstratora Technologii i ocena końcowa – do 90 dni od doręczenia wyników prac.

Partnerem Publicznym wskazanym w dokumentacji jest Centrum Edukacji Przyrodniczo-Leśnej SGGW w Rogowie, przy ul. Leśnej 5A, gdzie przewidziano realizację i weryfikację Demonstratora Technologii (NCBR, 2026).

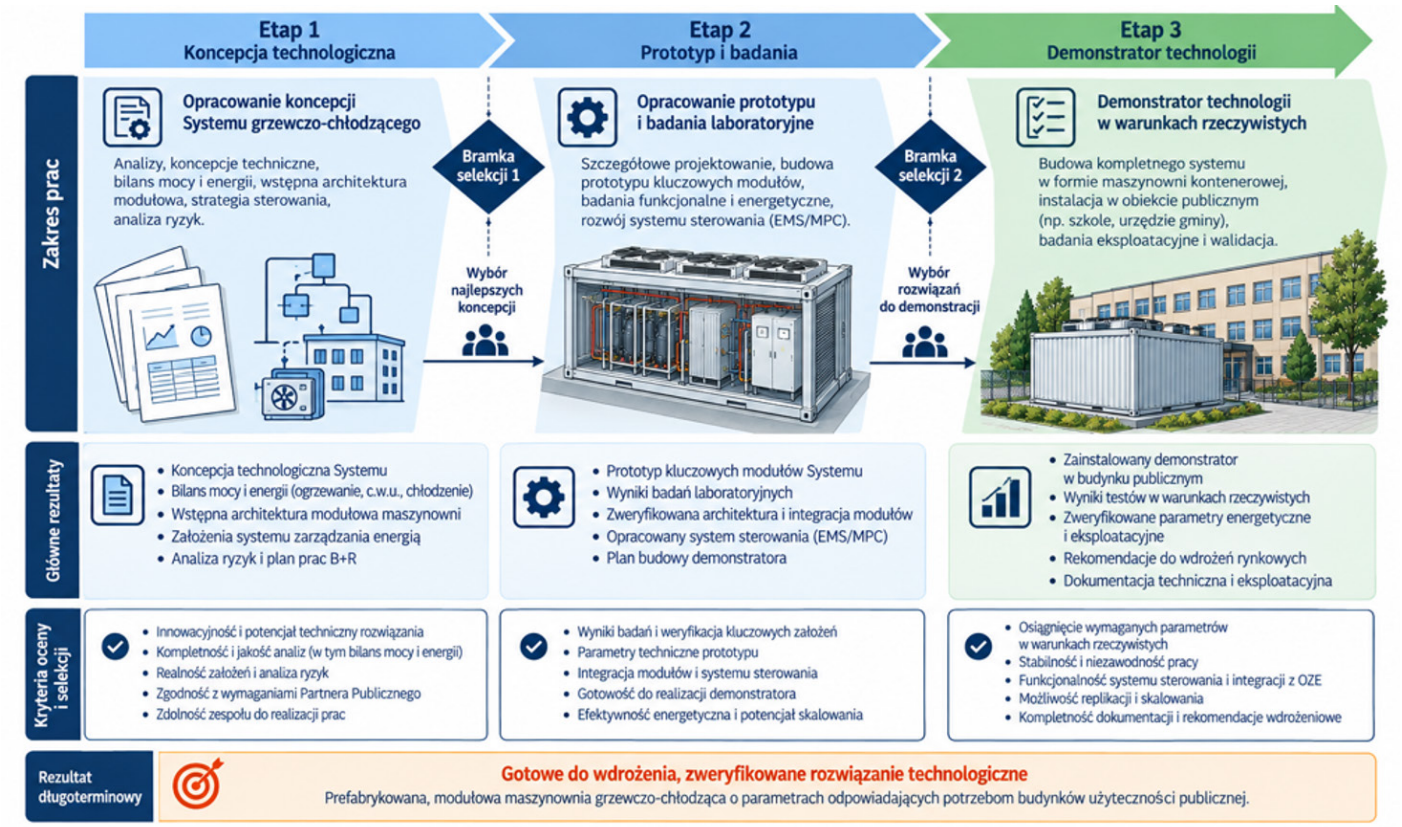
Analiza kluczowych wymagań technologicznych

Analiza Kryteriów Selekcji i Wymagań Obligatoryjnych zawartych w dokumentacji NCBR pozwala wyodrębnić grupę wymagań, które determinują architekturę projektowanego systemu: prefabrykację i modułowość, rewersyjną pracę grzewczo-chłodzącą, współpracę z istniejącą instalacją centralnego ogrzewania, zastosowanie czynnika o niskim GWP, magazynowanie energii oraz zaawansowane funkcje EMS, jak przedstawiono na Rysunku 2 (NCBR, 2026).

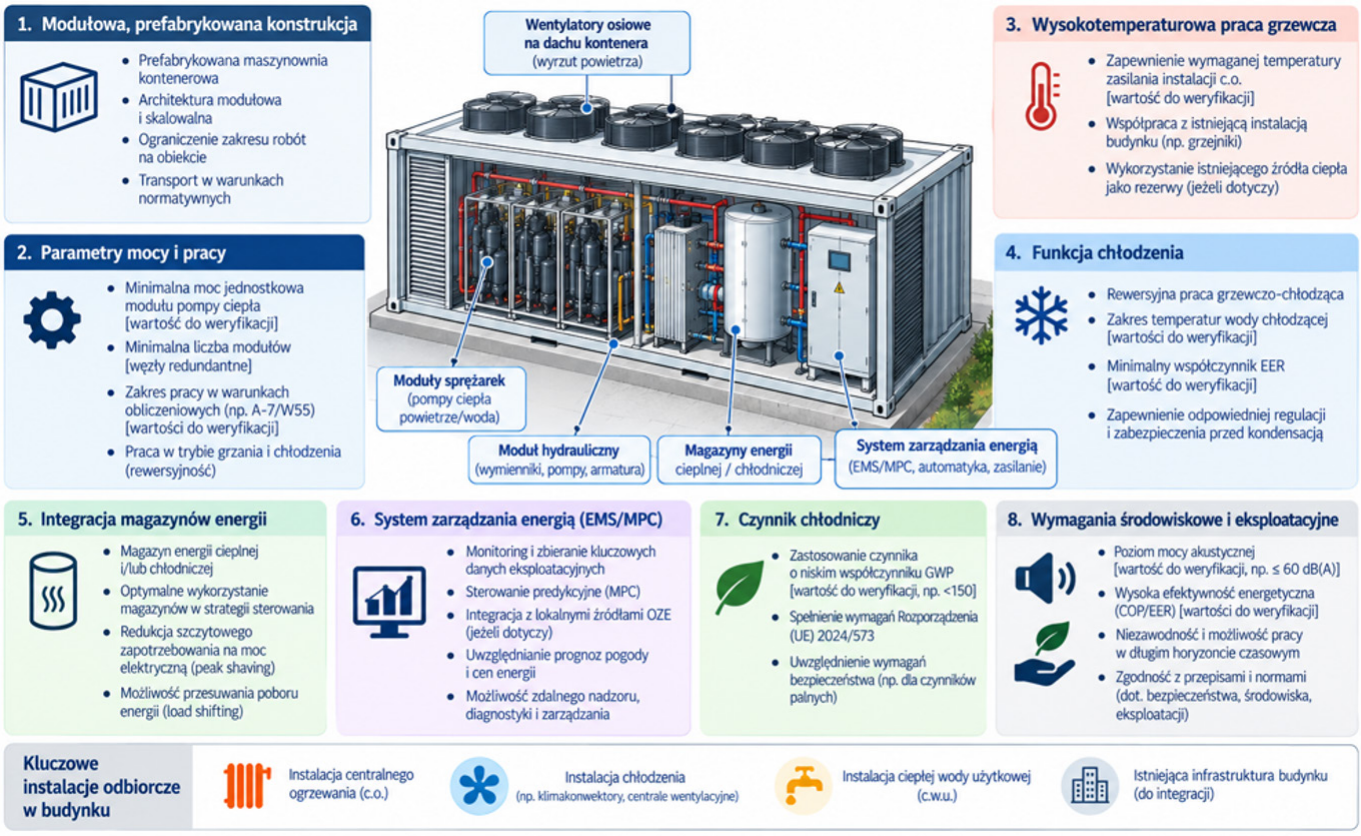
Prefabrykacja kontenerowa jako likwidacja barier montażowych

Jednym z istotnych ograniczeń modernizacji części obiektów użyteczności publicznej jest konieczność zachowania ciągłości ich funkcjonowania. Odpowiedzią przyjętą w analizowanym przedsięwzięciu jest kompletna, prefabrykowana i modułowa maszynownia kontenerowa. Dokumentacja wymaga, aby rozwiązanie umożliwiało zwiększenie mocy w ramach istniejącej konstrukcji kontenerowej, bez zmiany jej podstawowych gabarytów zewnętrznych oraz aby gabaryty i masa transportowa umożliwiały transport drogowy jako ładunku normatywnego (NCBR, 2026).

System ma składać się z co najmniej dwóch niezależnych Modułów pomp ciepła pracujących w układzie



Rysunek 1. Procedura zamówienia przedkomercyjnego (PCP) – tzw. „lejek innowacji". Źródło: opracowanie własne na podstawie (NCBR, 2026) przygotowano przy pomocy SI.
Figure 1. The pre-commercial procurement (PCP) process—the "innovation funnel". Source: Author's own elaboration based on NCBR (2026), prepared with AI assistance.



Rysunek 2. Kluczowe wymagania techniczne i funkcjonalne systemu grzewczo-chłodzącego. Źródło: opracowanie własne na podstawie NCBR (2026) przygotowano przy użyciu SI.
Figure 2. Key technical and functional requirements for the heating and cooling system. Source: Author's own elaboration based on NCBR (2026), prepared with AI assistance.

kaskadowym. Każdy Moduł powinien osiągać moc grzewczą nie mniejszą niż 35 kW w warunkach A-7/W55. Łączna moc Systemu ma wynikać z Bilansu mocy i energii oraz pokrywać projektowe obciążenie cieplne Budynku Partnera Publicznego (NCBR, 2026).

Rewersyjność i całoroczne zapotrzebowanie na chłodzenie

Zagadnienia komfortu cieplnego, jakości środowiska wewnętrznego oraz efektywności energetycznej systemów technicznych budynków są przedmiotem współczesnych badań krajowych, obejmujących zarówno budynki biurowe, jak i obiekty edukacyjne (Ferdyn-Grygierek, & Grygierek, 2026).

Procedura jednoznacznie wymusza pełną rewersyjność systemu. Zgodnie z wymaganiami technologicznymi, opracowywane urządzenie musi zapewniać stabilne zasilanie instalacji chłodniczej w zakresie temperatur czynnika od 4 do 20°C przy jednoczesnym przygotowaniu c.w.u. Zdefiniowano minimalne graniczne współczynniki efektywności w trybie chłodzenia, m.in. EER ≥ 2,6 dla A35/W7 oraz EER ≥ 4,0 dla A35/W18. Wykonawcy zobowiązani są do zaprojektowania instalacji zabezpieczonej izolacją paroszczelną przed kondensacją powierzchniową pary wodnej oraz wyposażonej w czujniki punktu rosy integrujące się z automatyką regulacyjną.

Czynniki chłodnicze o GWP < 150 i wymagania akustyczne

Rozporządzenie (UE) 2024/573 zaostrza ograniczenia dotyczące fluorowanych gazów cieplarnianych i wzmacnia kierunek przechodzenia na czynniki o niższym współczynniku globalnego ocieplenia. W literaturze analizowane są alternatywne mieszaniny HFC/HFO i konsekwencje ograniczania czynników o wysokim GWP (Mota-Babiloni et al., 2015). Stosowanie czynników chłodniczych o niskim GWP, w tym czynników o klasie palności A2L lub A3, wymaga uwzględnienia odpowiednich środków bezpieczeństwa na etapie projektowania i eksploatacji instalacji; dotyczy to m.in. propanu (R290), klasyfikowanego jako czynnik A3 (Medyński & Stefanowicz, 2026). PCP wymusza implementację zaawansowanych systemów detekcji wycieków z sygnalizacją alarmową, układów automatycznego zatrzymania pracy lub przejścia w stan bezpieczny oraz konstrukcji ograniczających gromadzenie się czynnika.

Dodatkową barierą w gęstej zabudowie są restrykcje akustyczne. Wymagania konkursowe nakładają restrykcyjny pułap hałasu: poziom ciśnienia akustycznego pracującego z maksymalnym obciążeniem systemu kontenerowego nie może przekraczać 60 dB(A) w odległości 5 m od obrysu jednostki na wysokości 1,5 m nad poziomem terenu.

Adaptacja do instalacji wysokotemperaturowych i rezerwa emisyjna

W modernizowanych obiektach publicznych barierą ekonomiczną jest konieczność wymiany istniejących grzejników na odbiorniki niskotemperaturowe (Arpagaus i in., 2018). Analizowana procedura PCP zakazuje wymiany istniejącej instalacji c.o. i wymaga utrzymania parametrów zasilania w przedziale od 25 do 60°C przy zachowaniu wysokiej sprawności (COP ≥ 2,1 dla A-10/W55 i A-7/W55; COP ≥ 2,6 dla A2/W55 oraz COP ≥ 4,0 dla A7/W35). Integracja pomp ciepła z istniejącymi wodnymi systemami grzewczymi wiąże się z szeregiem wyzwań technicznych i eksploatacyjnych, obejmujących m.in. wymagane parametry temperaturowe instalacji, dobór i projektowanie pompy ciepła oraz sposób sterowania systemem (Cholewa et al., 2025).

Istotnym elementem jest wymóg całkowitej dekarbonizacji pracy podstawowej: dotychczasowe źródło emisyjne budynku (np. kotłownia gazowa) może pozostać jedynie jako rezerwa awaryjna sterowana sygnałem on/off, uruchamiana automatycznie wyłącznie po przekroczeniu 2 godzin braku możliwości utrzymania parametrów przez system pomp ciepła.

Magazynowanie energii termicznej i sterowanie predykcyjne (EMS/MPC)

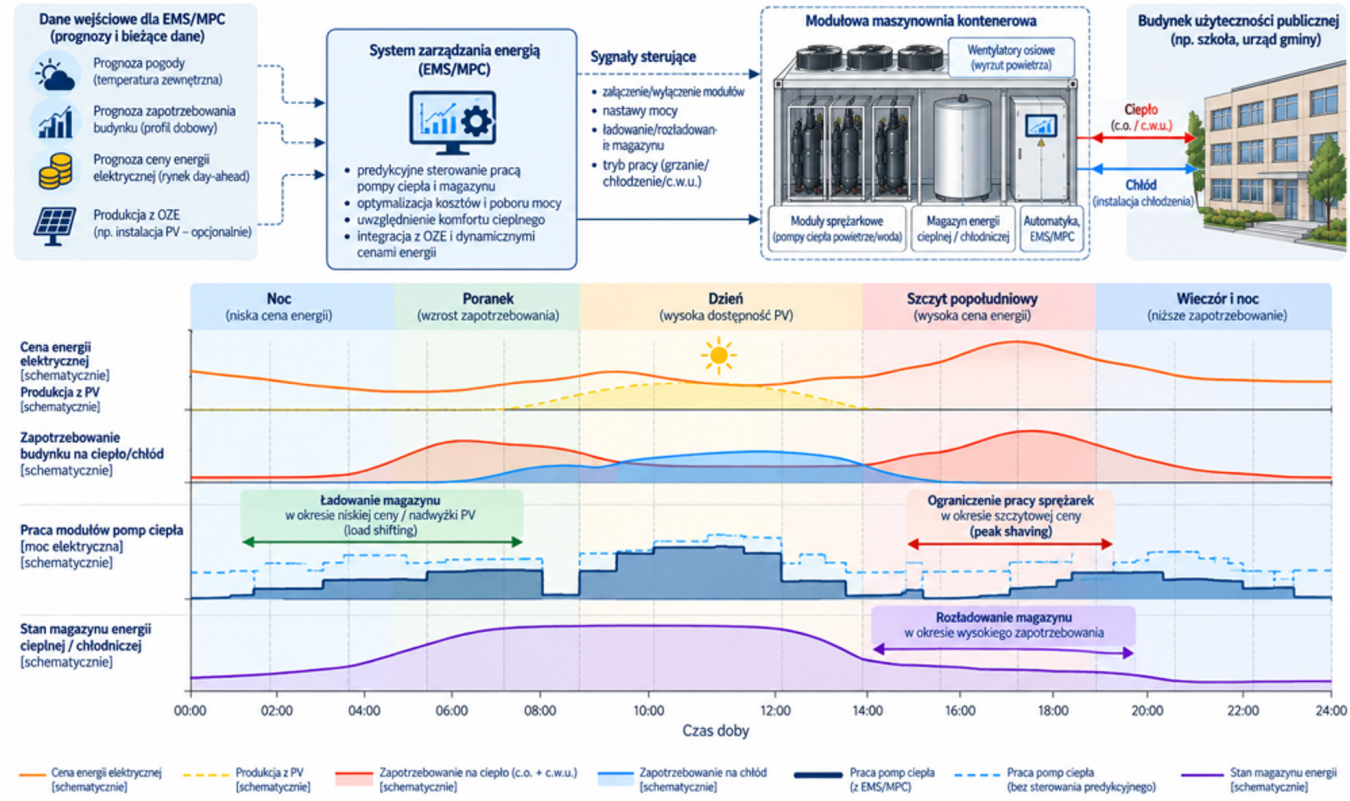
Integracja pomp ciepła z magazynami energii termicznej zwiększa możliwość elastycznego kształtowania profilu poboru energii elektrycznej. Odpowiednie sterowanie pozwala przesuwać pracę pompy ciepła pomiędzy okresami o różnym obciążeniu systemu elektroenergetycznego lub różnych cenach energii, a także zwiększać możliwości wykorzystania lokalnej generacji ze źródeł odnawialnych (Fischer & Madani, 2017).

Dokumentacja NCBR wymaga magazynów energii cieplnej i chłodniczej oraz Systemu Zarządzania Energią (EMS). EMS ma planować i koordynować pracę źródeł, magazynów i odbiorników, wykorzystując m.in. prognozę temperatury zewnętrznej, informacje o cenach energii elektrycznej oraz stan magazynów jak przedstawiono na Rysunku 3 (NCBR, 2026).

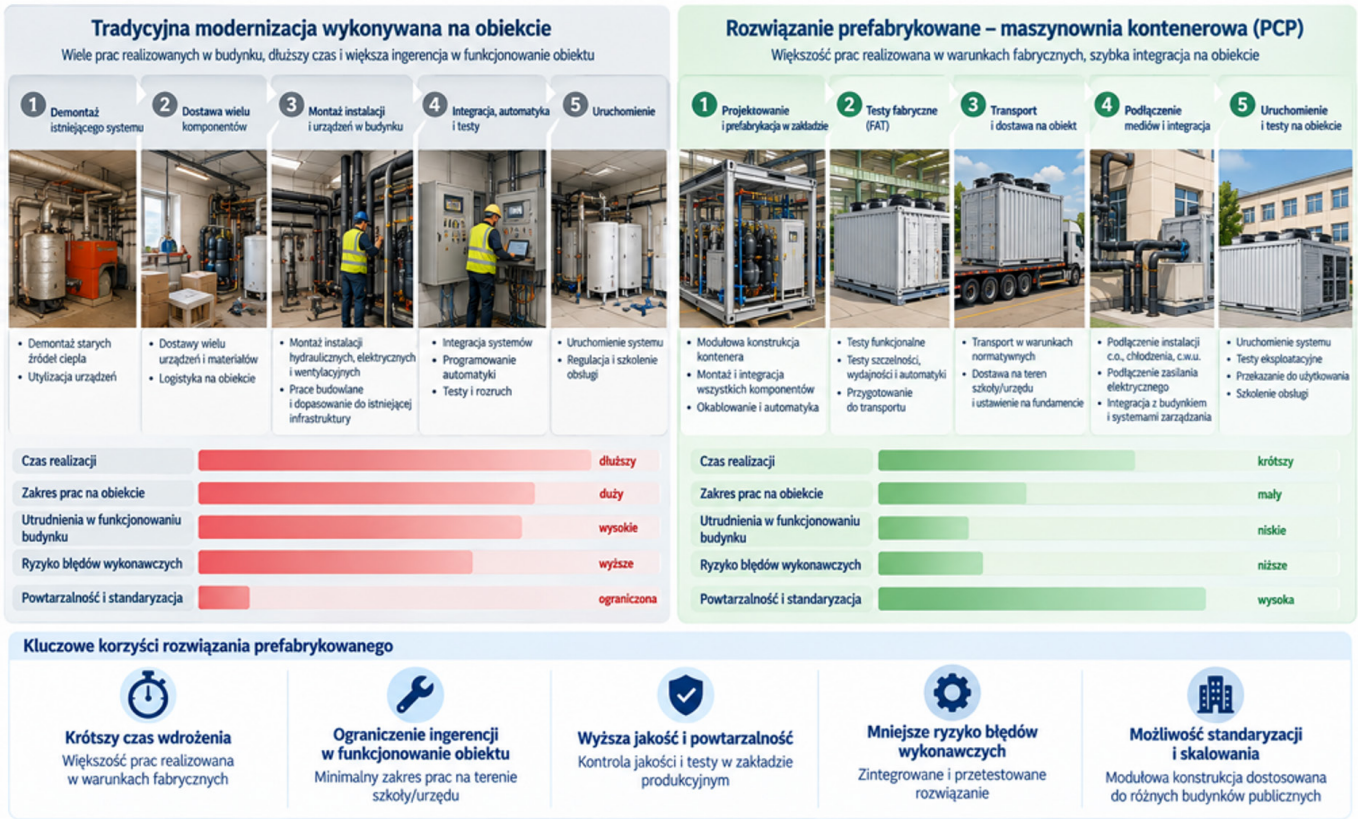
1. Przesuwanie zużycia energii w czasie (load shifting): magazynowanie ciepła i/lub chłodu w okresach wyższej efektywności pracy Modułów pomp ciepła lub niższych kosztów energii, a następnie wykorzystanie zgromadzonej energii w późniejszych okresach zgodnie z zapotrzebowaniem Budynku.
2. Ograniczanie chwilowego poboru mocy (peak shaving): wykorzystanie magazynów energii cieplnej i/lub chłodniczej w okresach zwiększonego zapotrzebowania na moc lub pogorszenia warunków pracy pomp ciepła, w celu redukcji szczytowego poboru mocy elektrycznej.
3. Sterowanie predykcyjne: wykorzystanie prognozy temperatury zewnętrznej, prognozy zapotrzebowania na ciepło, chłód i c.w.u., stanu magazynów oraz charakterystyk Modułów pomp ciepła do planowania pracy Systemu. Koncepcja ta jest zgodna z podejściami sterowania predykcyjnego opartego na modelu (Model Predictive Control, MPC) opisywanymi w literaturze, w których harmonogram pracy urządzeń i magazynów energii może uwzględniać m.in. prognozowane zapotrzebowanie oraz dynamiczne ceny energii (Yang et al., 2022).

Znaczenie prefabrykacji dla procesu modernizacji

Prefabrykacja przenosi znaczną część integracji mechanicznej, hydraulicznej, elektrycznej i automatyki poza modernizowany obiekt. W ujęciu koncepcyjnym może to ograniczać zakres prac wykonywanych na terenie szkoły, urzędu lub innego budynku publicznego, zwiększać powtarzalność rozwiązania i ułatwiać prowadzenie testów funkcjonalnych przed dostawą (Rysunek 4), co przynosi potencjalne korzyści organizacyjne wynikające z przyjętej architektury systemu, które powinny zostać zweryfikowane na etapie prototypu i Demonstratora Technologii.



Rysunek 3. Schemat ideowy predykcyjnego zarządzania pracą pompy ciepła i magazynu energii termicznej z wykorzystaniem EMS/MPC – mechanizmy load shifting i peak shaving. Źródło: opracowanie własne; przebiegi mają charakter schematyczny, na podstawie (NCBR, 2026; Fischer & Madani, 2017; Yang et al., 2022) opracowano przy użyciu SI.
Figure 3. Conceptual diagram of predictive control of heat pump and thermal energy storage operation using EMS/MPC—load shifting and peak shaving mechanisms. Source: Author's own elaboration based on NCBR (2026), Fischer & Madani (2017), and Yang et al. (2022), prepared with AI assistance. The profiles are schematic.



Rysunek 4. Porównanie tradycyjnej modernizacji układu HVAC z koncepcją prefabrykowanej maszynowni kontenerowej. Źródło: opracowanie własne – porównanie koncepcji tradycyjnego i prefabrykowanego systemu grzewczo-chłodzącego przygotowane przy użyciu SI.
Figure 4. Comparison of a conventional HVAC system retrofit with a prefabricated containerised plant room concept. Source: Author's own elaboration comparing conventional and prefabricated heating and cooling system concepts, prepared with AI assistance.

Podsumowanie i wnioski

Dążenie do zeroemisyjnego standardu budynków użyteczności publicznej stawia przed inżynierią instalacyjną bariery, których nie rozwiązuje zakup seryjnych pomp ciepła. Zastosowanie mechanizmu zamówień przedkomercyjnych wyznacza nowy paradygmat modernizacji energetycznej, w którym instytucje sektora finansów publicznych przestają być biernymi konsumentami, stając się katalizatorem innowacji technicznych.

Na podstawie analizy procedury przedkomercyjnej sformułowano następujące wnioski:

1. Prefabrykacja maszynowni grzewczo-chłodzącej może ograniczyć zakres prac wykonywanych bezpośrednio w modernizowanym obiekcie. Ma to szczególne znaczenie w budynkach, w których wymagane jest zachowanie ciągłości funkcjonowania.
2. Integracja funkcji ogrzewania i chłodzenia w jednym rewersyjnym systemie pozwala traktować całoroczny komfort cieplny jako integralny element modernizacji instalacji HVAC.
3. Zastosowanie magazynów energii termicznej w połączeniu z zaawansowanym systemem zarządzania energią może zwiększyć elastyczność pracy pomp ciepła poprzez przesuwanie poboru energii elektrycznej w czasie oraz ograniczanie zapotrzebowania na moc w wybranych okresach.
4. Sterowanie predykcyjne może wykorzystywać prognozy zapotrzebowania, warunków pogodowych oraz sygnały cenowe do optymalizacji harmonogramu pracy pomp ciepła i magazynów energii.
5. Etapowa formuła PCP umożliwia rozwijanie i ocenę konkurencyjnych koncepcji technologicznych przed przejściem do bardziej zaawansowanych etapów prototypowania i demonstracji.
6. Walidacja Demonstratora Technologii w warunkach rzeczywistej eksploatacji może dostarczyć informacji o osiąganych parametrach technicznych i eksploatacyjnych przed podjęciem decyzji dotyczących szerszego zastosowania rozwiązania.
7. Analizowane przedsięwzięcie NCBR stanowi przykład wykorzystania popytu publicznego do stymulowania prac badawczo-rozwojowych nad rozwiązaniami dostosowanymi do specyficznych potrzeb modernizowanych budynków użyteczności publicznej.

Finansowanie

Przedsięwzięcie „Systemy grzewczo-chłodzące oparte o pompy ciepła dla budynków niepodłączonych do sieci ciepłowniczej" realizowane jest w ramach projektu niekonkurencyjnego pn. „Innowacyjne zamówienia publiczne", realizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju na podstawie umowy o dofinansowanie nr FENG.02.13-IP.07-0001/24 w ramach działania 2.13 „Innowacyjne zamówienia publiczne" programu Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki 2021–2027. Projekt realizowany jest do 31 grudnia 2029 r. Całkowity budżet projektu wynosi 505 mln zł, a poziom dofinansowania ze środków Unii Europejskiej wynosi 100%.

Bibliografia

Arpagaus, C., Bless, F., Uhlmann, M., Schiffmann, J., & Bertsch, S. S. (2018). High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. *Energy*, 152, 985–1010. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.166

Cholewa, T., Bejan, A.-S., Miara, M., et al. (2025). Critical discussion on the challenges of integrating heat pumps in hydronic systems in existing buildings. *Energy*, 326, 136158. https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136158

Komisja Europejska. (2021). Commission Notice — Guidance on Innovation Procurement (2021/C 267/01). Official Journal of the European Union, C 267, 1–72.

Fischer, D., & Madani, H. (2017). On heat pumps in smart grids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, 342–357. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.182

Gaur, A. S., Fitiwi, D. Z., & Curtis, J. (2021). Heat pumps and our low-carbon future: A comprehensive review. *Energy Research & Social Science*, 71, 101764. https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101764

Medyński, K., & Stefanowicz, E. (2026). Zastosowanie węglowodorów oraz czynników HFO i HCFO jako alternatywnych czynników chłodniczych w pompach ciepła. *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*, 57(5), 13. https://doi.org/10.65545/cow.2026.05.02

Mota-Babiloni, A., Navarro-Esbrí, J., Barragán-Cervera, Á., Molés, F., & Peris, B. (2015). Analysis based on EU Regulation No 517/2014 of new HFC/HFO mixtures as alternatives of high GWP refrigerants in refrigeration and HVAC systems. *International Journal of Refrigeration*, 52, 21–31. https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2014.12.02

NCBR. (2026). PCP – Systemy grzewczo-chłodzące oparte o pompy ciepła dla budynków niepodłączonych do sieci ciepłowniczej. Ogłoszenie postępowania nr 136/26/PU/P39. *Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.* Platforma Zakupowa. https://platformazakupowa.pl/transakcja/1378714 Dostęp: 29.09.2026

Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej. (2024a). Dyrektywa (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja przekształcona). Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, L 2024/1275, 8.05.2024.

Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej. (2024b). Rozporządzenie (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych, zmieniające dyrektywę (UE) 2019/1937 i uchylające rozporządzenie (UE) nr 517/2014. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, L 2024/573, 20.02.2024.

Uyarra, E., Edler, J., Garcia-Estevez, J., Georghiou, L., & Yeow, J. (2014). Barriers to innovation through public procurement: A supplier perspective. *Technovation*, 34(10), 631–645. https://doi.org/10.1016/j.technovation.2014.04.003

Yang, S., Gao, H. O., & You, F. (2022). Model predictive control for demand- and market-responsive building energy management by leveraging active latent heat storage. *Applied Energy*, 327, 120054. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120054

Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki
Rzeczpospolita Polska
Dofinansowane przez Unię Europejską
NCBR Narodowe Centrum Badań i Rozwoju

Zastrzeżenie: Oświadczenia, opinie i dane przedstawione w publikacjach są wyłączną odpowiedzialnością ich autorów i nie odzwierciedlają stanowiska redakcji *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*. Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek szkody dotyczące osób lub mienia wynikające z idei, metod, zaleceń lub produktów omawianych w treści publikacji. *Artykuł udostępniony na licencji Creative Commons CC BY 4.0.*

Disclaimer: The statements, opinions, and data presented in the publications are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the views of the editorial board of *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja.* The editorial board assumes no responsibility or liability for any injury to persons or damage to property resulting from any ideas, methods, instructions, or products referred to in the content of the publications. *The article is distributed under the Creative Commons CC BY 4.0 license.*

DOI: 10.65545/COW.2026.10.06



Termochemiczne magazyny ciepła w instalacjach budynkowych – materiały, magazyny i możliwości integracji

Thermochemical heat storage in building systems – materials, reactors and integration options



Ewelina Skwarczyńska-Kalamon

ORCID ID: 0009-0008-7277-1329
Szkoła Doktorów
Politechnika Śląska
ewelina.skwarczynska-kalamon@polsl.pl



Dr hab. inż. Jan Kaczmarczyk, prof. PŚ

ORCID ID: 0000-0002-8957-8487
Wydział Inżynierii Środowiska
i Energetyki
Politechnika Śląska
jan.kaczmarczyk@polsl.pl



Dr inż. Paweł Lonkwic

ORCID ID: 0000-0002-5687-3009
Instytut Nauk Technicznych i Lotnictwa
Państwowa Akademia Nauk Stosowanych
w Chełmie
plonkwic@panschelm.edu.pl

Słowa kluczowe: magazynowanie ciepła, TCM, sole hydratacyjne, pompa ciepła, HVAC, elastyczność energetyczna

Streszczenie

Magazynowanie energii cieplnej nabiera znaczenia wraz ze wzrostem udziału źródeł odnawialnych i elektryfikacją ogrzewania. Artykuł ma charakter przeglądowy i przedstawia możliwości wykorzystania termochemicznych magazynów ciepła (TCM) w instalacjach budynkowych. Omówiono zasadę magazynowania energii w odwracalnych procesach sorpcji oraz reakcjach gaz–ciało stałe, ze szczególnym uwzględnieniem soli hydratacyjnych. Porównano podstawowe grupy materiałów, wskazując na znaczenie temperatury regeneracji, gęstości energii, kinetyki, stabilności cyklicznej, delikwescencji i przewodnictwa cieplnego. Przedstawiono również wpływ konstrukcji magazynu na transport ciepła i masy oraz konsekwencje różnicy między parametrami materiału a parametrami całego urządzenia. W części aplikacyjnej omówiono integrację TCM z pompami ciepła, wentylacją mechaniczną i instalacjami wykorzystującymi energię słoneczną. Analiza literatury wskazuje, że najbardziej realistycznym kierunkiem wdrożeń w budynkach są obecnie układy hybrydowe, w których TCM pełni funkcję magazynu długookresowego lub narzędzia przesuwania obciążenia, natomiast bufor wodny obsługuje szybkie zmiany zapotrzebowania. Główne bariery komercjalizacji pozostają związane ze stabilnością materiałów, mocą magazynu, kontrolą wilgotności, kosztami i skalowaniem.

Keywords: thermal energy storage, thermochemical materials, salt hydrates, heat pump, HVAC, energy flexibility

Abstract

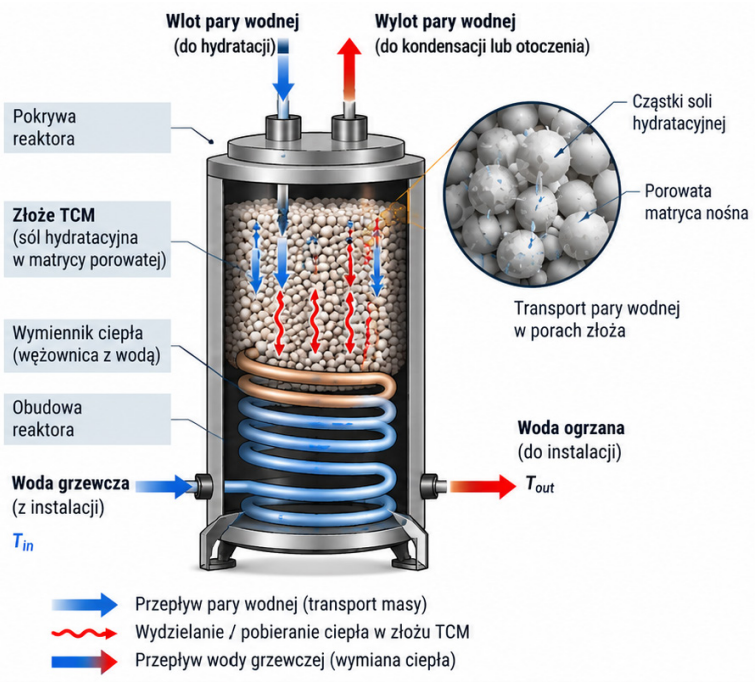
Thermal energy storage is becoming increasingly important with the growing share of renewable energy and the electrification of heating. This review discusses the potential use of thermochemical heat storage (TCM) in building systems. Reversible sorption processes and gas–solid reactions are described, with particular attention to salt hydrates. The main material groups are compared in terms of regeneration temperature, energy density, kinetics, cycling stability, deliquescence and thermal conductivity. Reactor design is discussed as a key factor governing heat and mass transfer and explaining the difference between material-level and system-level performance. Building applications include integration with heat pumps, mechanical ventilation and solar energy systems. The reviewed evidence indicates that hybrid configurations are currently the most realistic pathway for building applications: TCM can provide long-duration storage or load shifting, while water tanks or phase-change materials handle short-term fluctuations. The main barriers to commercialization are material stability, reactor power density, humidity control, cost and scale-up.

Wprowadzenie

Rosnący udział fotowoltaiki i energetyki wiatrowej zwiększa znaczenie technologii, które pozwalają rozdzielić w czasie moment pozyskania energii i moment jej wykorzystania. W budynkach szczególnie istotne jest magazynowanie ciepła, ponieważ ogrzewanie pomieszczeń i przygotowanie ciepłej wody użytkowej tworzą duże, sezonowo zmienne obciążenie. Magazyny ciepła TES (*Thermal Energy Storage*) mogą współpracować zarówno z kolektorami słonecznymi, jak i z pompami ciepła zasilanymi energią elektryczną z OZE.

W klasyfikacji TES wyróżnia się magazynowanie ciepła jawnego SHS (*Sensible Heat Storage*), utajonego LHS (*Latent Heat Storage*) oraz termochemicznego TCES/TCS (*Thermochemical Energy Storage*). Pierwsza grupa obejmuje m.in. zbiorniki wodne, druga wykorzystuje przemianę fazową materiałów PCM, natomiast w TCS energia jest związana z odwracalną sorpcją lub reakcją chemiczną. Zaletą podejścia termochemicznego jest możliwość przechowywania rozdzielonych reagentów w temperaturze zbliżonej do otoczenia, co ogranicza straty postojowe i otwiera możliwość magazynowania długookresowego (Balasubramanian i in., 2010).

Celem artykułu jest uporządkowanie najważniejszych zagadnień istotnych z punktu widzenia zastosowań budynkowych: doboru materiału, konstrukcji magazynu, modelowania transportu ciepła i masy, integracji z systemami grzewczo-chłodzącymi HVAC i pompami ciepła oraz ograniczeń skalowania.



Rysunek 1. Uproszczony schemat magazynu TCS z materiałem TCM. Źródło: opracowanie własne przygotowane przy użyciu SI
Figure 1. Simplified schematic of a TCS storage system containing TCM. Source: authors' own work prepared with the assistance of AI.

Materiały i metody

W pracy przeanalizowano publikacje naukowe dotyczące materiałów termochemicznych TCM (Thermochemical Materials) m.in.: soli hydratacyjnych, materiałów sorpcyjnych, reakcyjnych układów tlenkowych. Przegląd dotyczył również przeanalizowania magazynów TCES/TCS m.in.: modelowanie oraz wpływu geometrii wymiennika i warunków przepływu na parametry magazynu. Szczególną uwagę poświęcono pracom, w których przedstawiono wyniki eksperymentalne, modelowanie zweryfikowane pomiarami lub kryteria doboru materiałów do ogrzewania budynków.

Porównanie ma charakter jakościowo-inżynierski. Wartości gęstości energii podawane w literaturze odnoszą się niekiedy do czystego materiału TCM, a nie do kompletnego magazynu TCES/TCS. Z tego względu wnioski aplikacyjne oparto przede wszystkim na relacjach między temperaturą regeneracji, kinetyką, trwałością, transportem ciepła i masy oraz konstrukcją magazynu, a nie na pojedynczej wartości maksymalnej gęstości energii.

Zasada działania termochemicznego magazynu ciepła TCES/TCS

Uproszczony zapis odwracalnej reakcji magazynowania można przedstawić jako $AB + \Delta H \rightleftharpoons A + B$. Podczas ładowania doprowadzone ciepło wywołuje reakcję endotermiczną i rozdzielenie produktów. Po ich odseparowaniu energia pozostaje związana chemicznie. Podczas rozładowania doprowadzenie reagenta gazowego, najczęściej pary wodnej, uruchamia reakcję odwrotną i wydzielanie ciepła.

W układach opartych na solach hydratacyjnych proces odpowiada dehydratacji podczas ładowania i hydratacji podczas rozładowania. Badania modelowe pokazują, że przebieg procesu zależy nie tylko od termodynamiki reakcji, lecz także od kinetyki desorpcji i transportu pary wodnej przez złoże (Balasubramanian i in., 2010). Oznacza to, że materiał o wysokiej teoretycznej entalpii reakcji nie musi zapewniać wysokiej mocy w rzeczywistym magazynu.

Z punktu widzenia instalacji budynkowych kluczowe są dwa poziomy oceny: pojemność materiału aktywnego oraz pojemność całego systemu. Obudowa, wymiennik, kanały przepływowe, pustki złoża i niepełna konwersja zmniejszają użyteczną gęstość energii urządzenia względem wartości laboratoryjnej.

Grupy materiałów TCM

Materiały sorpcyjne

Do materiałów sorpcyjnych zalicza się m.in. zeolity, silikażele i materiały porowate o rozwiniętej powierzchni właściwej. Magazynowanie opiera się na odwracalnej adsorpcji i desorpcji pary wodnej. Ich zaletą jest relatywnie dobra stabilność cykliczna, natomiast ograniczeniem może być niższa gęstość energii oraz zależność mocy od transportu masy. Materiały porowate są również wykorzystywane jako nośniki soli, ponieważ mogą ograniczać aglomerację i poprawiać dostęp pary wodnej do fazy aktywnej.

Sole hydratacyjne

Sole hydratacyjne należą do najczęściej badanych materiałów termochemicznych przeznaczonych do magazynowania ciepła w budynkach. W badaniach przesiewowych obejmujących $SrCl_2$, $MgSO_4$, Na_3PO_4, $MgCl_2$ oraz $SrBr_2$ oceniano materiały m.in. pod względem objętościowej gęstości magazynowanej energii, temperatury dehydratacji poniżej 100°C, kosztu, bezpieczeństwa użytkowania oraz braku topnienia podczas procesu dehydratacji. Na podstawie przyjętych kryteriów jako szczególnie perspektywiczny materiał do zastosowań w ogrzewaniu budynków wskazano $SrCl_2$ (Clark i in., 2022).

Innym materiałem analizowanym pod kątem termochemicznego magazynowania ciepła jest $SrBr_2$. Jego właściwości użytkowe zależą nie tylko od parametrów

termodynamicznych, lecz także od kinetyki reakcji oraz stabilności podczas kolejnych cykli hydratacji i dehydratacji (Stengler i in., 2020).

W przypadku $CaCl_2$ istotnymi zaletami są jego dostępność oraz wysoka reaktywność z parą wodną. Materiał ten wykazuje jednak skłonność do delikwescencji, czyli pochłaniania pary wodnej z otoczenia w ilości prowadzącej do rozpuszczania soli we własnej zaabsorbowanej wodzie i powstawania roztworu. Zjawisko to może powodować zmianę struktury złoża i utrudniać jego stabilną, wielokrotną pracę. Badania $CaCl_2$ prowadzone przy wysokich ciśnieniach cząstkowych pary wodnej wykazały wieloetapowy przebieg hydratacji oraz możliwość **odwracalnej pracy cyklicznej, polegającej na wielokrotnym powtarzaniu procesów dehydratacji i hydratacji** (Molenda i in., 2013). W praktyce jednym z kierunków ograniczania niekorzystnych zmian właściwości soli jest stosowanie materiałów kompozytowych, np. soli osadzonej w porowatej matrycy oraz dodatków poprawiających stabilność materiału i warunki transportu ciepła i masy.

Materiały reakcyjne wysokotemperaturowe

Do termochemicznego magazynowania ciepła wykorzystuje się również układy oparte na odwracalnych reakcjach chemicznych, m.in. $CaO/Ca(OH)_2$ oraz $MgO/Mg(OH)_2$ (Tabela 1). Charakteryzują się one wysoką gęstością magazynowania energii, jednak wymagają wyższych temperatur regeneracji niż te dostępne w typowych niskotemperaturowych instalacjach budynkowych. W badaniach układu $MgO/Mg(OH)_2$ zastosowano magazyn fluidlany, w którym przepływający gaz wprawia cząstki materiału w ruch, intensyfikując wymianę ciepła i masy. Wykazano, że przebieg procesu zależy m.in. od warunków pracy magazynu, temperatury złoża oraz powierzchni wymiany ciepła (Yan i in., 2022).

W przypadku układu $Ca(OH)_2/CaO$ istotnym zagadnieniem jest zachowanie właściwości materiału podczas wielokrotnych cykli pracy. Obserwowano m.in. aglomerację, czyli łączenie się drobnych cząstek w większe skupiska oraz spiekanie, prowadzące do trwałych zmian struktury materiału. Zjawiska te mogą pogarszać transport ciepła i masy w złożu oraz powodować nierównomierne oddawanie ciepła podczas kolejnych cykli reakcji (Dai i in., 2018).

Magazyn TCS jako kluczowy element systemu

Właściwości materiału TCM nie przekładają się bezpośrednio na parametry użytkowe całego magazynu TCES/TCS. Istotną rolę odgrywa konstrukcja magazynu, który musi zapewniać zarówno efektywną wymianę ciepła, jak i odpowiedni transport reagenta gazowego przez złoże. Hawwash i in. (2020), analizując magazyn wykorzystujący $MgCl_2 \cdot 6H_2O$, wykazali, że jego geometria wpływa m.in. na spadek ciśnienia, czas ładowania oraz ilość zmagazynowanej energii. Odpowiednie ukształtowanie magazynu i warunków przepływu jest zatem jednym z kluczowych elementów decydujących o stopniu wykorzystania właściwości materiału TCM.

Znaczenie konstrukcji magazynu potwierdzają również badania innych układów wykorzystujących sole hydratacyjne. Rui i in. (2022) wykazali, że odpowiednia modyfikacja geometrii magazynu może ograniczać nierównomierny przebieg magazynu oraz niepożądane przechodzenie soli w fazę ciekłą. Zastosowane rozwiązanie pozwoliło skrócić czas reakcji i poprawić sprawność cieplną układu, przy czym jego działanie pozostawało silnie zależne od temperatury powietrza doprowadzanego do magazynu. Z kolei badania wymiennika ciepła o strukturze plastra miodu, wykorzystującego K_2CO_3, wykazało istotny wpływ geometrii kanałów na przebieg reakcji oraz transport ciepła w złożu (Kant i in., 2021).

W zastosowaniach HVAC szczególnie interesującym rozwiązaniem są magazyny otwarte, w których powietrze przepływa bezpośrednio przez złoże materiału TCM. Zawarta w nim para wodna uczestniczy w procesie hydratacji, co eliminuje konieczność stosowania oddzielnego układu jej doprowadzania. Rozwiązanie to upraszcza konstrukcję systemu, jednak uzależnia przebieg reakcji i uzyskiwaną moc cieplną od temperatury, wilgotności oraz strumienia przepływającego powietrza. Integracja magazynu TCS z instalacją HVAC wymaga zatem skoordynowanego sterowania pracą magazynu.

Modelowanie procesu

Model matematyczny magazynu TCM powinien uwzględniać wzajemnie powiązane procesy wymiany ciepła i masy, kinetykę reakcji oraz warunki równowagi termodynamicznej.

Tabela 1. Porównanie podstawowych grup materiałów stosowanych w termochemicznym magazynowaniu ciepła. Źródło: opracowanie własne
Table 1. Comparison of major material groups used for thermochemical heat storage. Source: authors' own work

Grupa	Przykłady	Zalety	Ograniczenia	Potencjalne zastosowanie *
Materiały sorpcyjne	zeolity, silikażel	stabilność cykliczna, możliwość pracy w niskich i umiarkowanych temperaturach	mniejsza gęstość magazynowania energii, ograniczenia transportu ciepła i masy	magazynowanie ciepła w budynkach, systemy HVAC, odzysk ciepła
Sole hydratacyjne	$CaCl_2$, $SrCl_2$, $SrBr_2$, $MgSO_4$, K_2CO_3	wysoka gęstość magazynowania energii, możliwość regeneracji w umiarkowanych temperaturach	delikwescencja, aglomeracja, korozja, pogorszenie właściwości podczas pracy cyklicznej	ogrzewanie budynków, magazynowanie energii słonecznej, odzysk ciepła
Układy oparte na odwracalnych reakcjach chemicznych	$CaO/Ca(OH)_2$, $MgO/Mg(OH)_2$	wysoka gęstość magazynowania energii, możliwość pracy w wysokich temperaturach	wysoka temperatura regeneracji, aglomeracja i spiekanie, bardziej złożona konstrukcja magazynu	magazynowanie ciepła przemysłowego i odpadowego, wysokotemperaturowe TES

* Właściwości i warunki pracy poszczególnych materiałów zależą m.in. od temperatury, ciśnienia pary wodnej, stopnia hydratacji oraz konstrukcji magazynu.

Bilans energii złoża obejmuje zmianę jego energii wewnętrznej, wymianę ciepła z instalacją, efekt cieplny reakcji termochemicznej oraz straty ciepła do otoczenia. Bilans masy opisuje natomiast transport czynnika reakcyjnego, najczęściej pary wodnej, oraz jego zużycie lub uwalnianie w wyniku zachodzącej reakcji.

W uproszczonym modelu skupionym bilans energii złoża można przedstawić w postaci Równania 1.

$$mc_p \frac{dT}{dt} = Q_{we} - Q_{str} + Q_r \quad (1)$$

gdzie:
m – masa materiału reakcyjnego, kg,
c_p – jego ciepło właściwe, J/kg K,
T – temperatura złoża, K,
Q_{we} – strumień ciepła wymieniany pomiędzy złożem a instalacją, W,
Q_{str} – straty ciepła do otoczenia, W,
Q_r – strumień ciepła związany z zachodzącą reakcją, W.

Jego wartość można powiązać ze stopniem przemiany materiału α i efektem cieplnym reakcji. Znak tego członu zależy od przyjętej konwencji oraz kierunku procesu – hydratacji lub dehydratacji.

Kinetykę procesów hydratacji i dehydratacji można opisać zależnością typu Arrheniusa, określającą wpływ temperatury na szybkość reakcji. W ogólnej postaci szybkość przemiany materiału można zapisać jak przedstawiono w Równaniu 2.

$$\frac{d\alpha}{dt} = Aexp\left(-\frac{E_a}{RT}\right) f(\alpha) g\left(\frac{p_v}{p_{eq}}\right) \quad (2)$$

gdzie:
A – współczynnik przedeksponencjalny, 1/s,
E_a – energia aktywacji, J/mol,
R – uniwersalna stała gazowa, 8,314 J/(mol·K),
$f(\alpha)$ – funkcja opisująca wpływ stopnia przemiany na szybkość reakcji, –,
p_v – aktualne ciśnienie cząstkowe pary wodnej, Pa,
p_{eq} – ciśnienie równowagowe, Pa.

Warunki równowagi termodynamicznej pomiędzy stanem uwodnionym i odwodnionym można natomiast opisać za pomocą zależności van't Hoffa, której ogólną postać można przedstawić jako Równanie 3.

$$\ln\left(\frac{p_{eq}}{p_0}\right) = \frac{\Delta H_r}{RT} + \frac{\Delta S_r}{R} \quad (3)$$

gdzie:
p_0 – ciśnienie odniesienia, Pa
ΔH_r – zmiana entalpii reakcji, J/mol,
ΔS_r – zmiana entropii reakcji, J/(mol·K).

Zależność ta umożliwia określenie równowagowego ciśnienia pary wodnej w funkcji temperatury, a tym samym wyznaczenie warunków sprzyjających hydratacji lub dehydratacji materiału.

Równania 1–3 pokazują wzajemne sprzężenie procesów cieplnych, kinetycznych i termodynamicznych. Temperatura złoża wpływa zarówno na szybkość reakcji, jak i na warunki równowagi, natomiast zachodząca reakcja powoduje wydzielanie lub pochłanianie ciepła. Jednocześnie dostępność pary wodnej oraz jej ciśnienie cząstkowe wpływają na kierunek i intensywność przemiany.

W modelu rzeczywistego magazynu konieczne jest ponadto uwzględnienie transportu ciepła i masy w złożu. Na szybkość przemiany wpływają m.in. przewodzenie ciepła w materiale, wymiana ciepła pomiędzy złożem a czynnikiem roboczym oraz transport pary wodnej do obszaru reakcji. Ograniczenia tych procesów mogą prowadzić do powstawania gradientów temperatury i wilgotności, a w konsekwencji do nierównomiernego stopnia przemiany materiału w objętości magazynu.

Znaczenie tych zjawisk potwierdzają badania Balasubramaniana i in. (2010), w których wykazano, że czas desorpcji soli hydratacyjnych zależy w istotnym stopniu od kinetyki procesu oraz warunków wymiany ciepła. Z punktu widzenia projektowania systemu magazynowania ciepła oznacza to konieczność rozróżnienia pojemności energetycznej magazynu, wyrażanej w kWh, od jego mocy cieplnej, wyrażanej w kW. Wysoka pojemność energetyczna materiału nie oznacza bowiem, że zgromadzona energia może zostać przekazana do instalacji z mocą wymaganą przez system grzewczy.

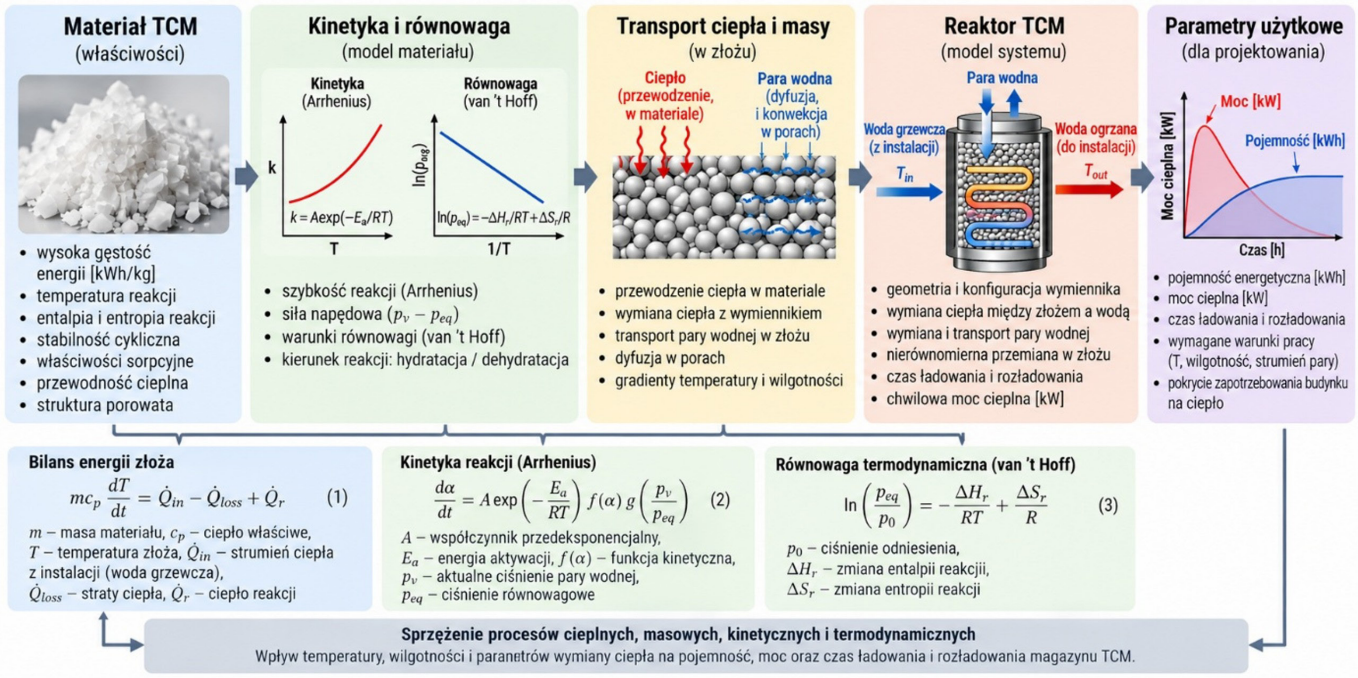
Modelowanie magazynu TCM powinno zatem umożliwiać nie tylko określenie ilości możliwej do zmagazynowania energii, lecz również przewidywanie chwilowej mocy cieplnej, czasu ładowania i rozładowania oraz warunków pracy niezbędnych do osiągnięcia wymaganego stopnia przemiany materiału. Z punktu widzenia zastosowań w budynkach szczególne znaczenie ma możliwość określenia czy magazyn o zadanej pojemności będzie w stanie dostarczyć wymaganą moc w okresach zwiększonego zapotrzebowania na ciepło.

Integracja z instalacjami budynkowymi

Integracja magazynu termochemicznego z instalacjami budynkowymi wymaga uwzględnienia zależności między właściwościami materiału TCM, kinetyką i równowagą reakcji oraz transportem ciepła i masy. Zależności te wpływają na moc cieplną, pojemność użytkową oraz czas ładowania i rozładowania magazynu. Ich wzajemne powiązania w układzie z wodnym obiegiem wymiany ciepła przedstawiono na Rysunku 2.

Pompy ciepła i przesuwanie obciążenia

Magazyn TCES/TCS może współpracować z pompą ciepła i instalacją fotowoltaiczną, umożliwiając przesunięcie w czasie wytwarzania i wykorzystania ciepła. Ładowanie magazynu może odbywać się w okresach korzystniejszych warunków pracy pompy ciepła lub zwiększonej dostępności energii elektrycznej z instalacji PV, natomiast zgromadzone ciepło może być wykorzystywane w okresach zwiększonego zapotrzebowania budynku. W takim układzie magazyn nie musi być projektowany do pokrycia całego sezonowego zapotrzebowania na ciepło, lecz może pełnić funkcję elementu zwiększającego elastyczność pracy systemu energetycznego budynku. Jego zastosowanie może umożliwiać ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc cieplną, przesunięcie pracy pompy ciepła na okresy korzystniejszych warunków oraz zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej wytwarzanej lokalnie z OZE. Z punktu widzenia projektowania takiego systemu istotna jest zatem nie tylko pojemność energetyczna magazynu (w kWh), lecz również jego dostępna moc cieplna (w kW), czas ładowania i rozładowania oraz możliwość



Rysunek 2. Schemat zależności pomiędzy właściwościami materiału TCM, procesami transportu ciepła i masy oraz parametrami użytkowymi magazynu z wodnym obiegiem wymiany ciepła. Źródło: opracowanie własne przygotowane przy użyciu SI
Figure 2. Schematic of the relationships between TCM properties, heat and mass transfer processes, and the performance parameters of a storage system with a water-based heat exchange loop. Source: authors' own work prepared with the assistance of AI

dostosowania tych parametrów do profilu zapotrzebowania budynku. TCES/TCS może być więc rozpatrywany nie tylko jako rozwiązanie do długotrwałego magazynowania ciepła, ale również jako element wspomagający zarządzanie energią oraz integrację pompy ciepła z lokalnymi źródłami OZE.

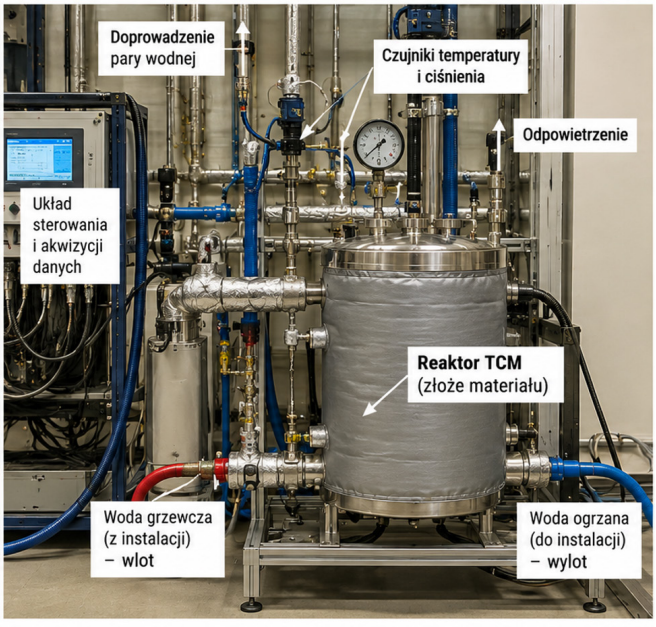
Systemy hybrydowe

W zastosowaniach budynkowych szczególnie interesujące są układy hybrydowe, łączące różne technologie magazynowania ciepła. Magazyn ciepła jawnego lub utajonego może pełnić funkcję bufora krótkoterminowego, reagującego na zmiany zapotrzebowania na moc cieplną, natomiast magazyn TCES/TCS może być wykorzystywany do przechowywania energii w dłuższym okresie. Takie rozdzielenie funkcji pozwala ograniczyć wymagania dotyczące mocy magazynu termochemicznego i jednocześnie wykorzystać główną zaletę TCES/TCS, jaką jest możliwość długotrwałego magazynowania energii przy niewielkich stratach w okresie przechowywania. W układzie hybrydowym SHS/LHS odpowiada zatem przede wszystkim za krótkotrwałe bilansowanie mocy, podczas gdy TCES/TCS zwiększa dostępną pojemność magazynową w dłuższym horyzoncie czasowym.

Dyskusja

Przeprowadzony przegląd wskazuje, że ocena przydatności materiałów TCM wyłącznie na podstawie maksymalnej gęstości magazynowania energii jest niewystarczająca. W zastosowaniach budynkowych istotne są również temperatura regeneracji, warunki dostarczania pary wodnej, możliwa do uzyskania moc cieplna, opory przepływu przez złoże, stabilność podczas wielokrotnych cykli pracy oraz koszty rozwiązania. Parametry materiałowe powinny być zatem analizowane łącznie z właściwościami złoża i charakterystyką magazynu, ponieważ dopiero na tym poziomie można ocenić rzeczywistą przydatność magazynu do współpracy z instalacją budynkową.

Przykład laboratoryjnego stanowiska badawczego umożliwiającego ocenę współpracy złoża TCM z wodnym obiegiem wymiany ciepła przedstawiono na Rysunku 3. Zaznaczono na nim główne elementy układu, w tym reaktor, doprowadzenie pary wodnej, przyłącza obiegu wodnego oraz aparaturę pomiarową i sterującą.



Rysunek 3. Przykład laboratoryjnego stanowiska badawczego magazynu termochemicznego z obiegiem wodnym wymiany ciepła. Źródło: opracowanie własne
Figure 3. Example of a laboratory test setup for a thermochemical thermal storage with a water-based heat transfer loop. Source: authors' own work

W przypadku soli hydratacyjnych szczególne znaczenie ma pogodzenie wysokiej zdolności do wiązania pary wodnej ze stabilnością materiału podczas cyklicznej pracy. Wysoka entalpia reakcji i intensywna hydratacja sprzyjają uzyskaniu dużej gęstości magazynowania energii, jednak nadmierna higroskopijność może prowadzić do delikwescencji, przemieszczania się soli w obrębie złoża oraz pogorszenia warunków transportu ciepła i masy. Jednym z kierunków ograniczania tych zjawisk jest stosowanie materiałów kompozytowych, w których sól zostaje osadzona w porowatej matrycy. Rozwijane są również rozwiązania łączące różne mechanizmy magazynowania, w tym fizysorpcję, chemisorpcję i absorpcję, których celem jest poprawa wykorzystania materiału oraz zwiększenie efektywnej gęstości magazynowania energii (Xu i in., 2019).

Istotnym kierunkiem rozwoju jest również przejście od oceny właściwości samego materiału do weryfikacji parametrów całego magazynu. Z punktu widzenia zastosowań w budynkach TCES/TCS należy rozpatrywać jako element zintegrowanego systemu energetycznego, a nie wyłącznie jako samodzielny magazyn ciepła. Jego współpraca z pompą ciepła, instalacją PV lub PVT, systemem HVAC, automatyką budynkową oraz krótkoterminowym buforem SHS/LHS może umożliwiać wykorzystanie różnych technologii magazynowania zgodnie z ich właściwościami. TCES/TCS może w takim układzie odpowiadać przede wszystkim za długotrwałe przechowywanie energii, natomiast magazyn krótkoterminowy – za szybkie bilansowanie zmian zapotrzebowania na moc. O przydatności rozwiązania decyduje więc nie pojedynczy parametr materiału, lecz dopasowanie materiału, konstrukcji magazynu i sposobu sterowania do charakterystyki źródła ciepła oraz profilu zapotrzebowania budynku.

Wnioski

1. Termochemiczne magazynowanie ciepła umożliwia długookresowe przechowywanie energii przy bardzo małych stratach postojowych, lecz parametry materiału nie mogą być bezpośrednio utożsamiane z parametrami całego urządzenia.
2. Dla zastosowań budynkowych szczególnie interesujące są sole hydratacyjne i ich kompozyty, pod warunkiem zapewnienia odpowiedniej temperatury regeneracji, kontroli wilgotności oraz stabilności w wielokrotnych cyklach.
3. Konstrukcja magazynu, transport pary wodnej i wymiana ciepła decydują o mocy magazynu. Projektowanie TCM powinno zatem obejmować równocześnie materiał, złoże, wymiennik i układ przepływowy.
4. Najbardziej realistycznym kierunkiem zastosowań w HVAC są układy hybrydowe z pompą ciepła, wentylacją mechaniczną, PV/PV-T oraz buforem wodnym lub PCM. TCM może w nich służyć do przesuwania obciążenia i magazynowania długookresowego.
5. Dalsze prace powinny koncentrować się na trwałości cyklicznej, ograniczeniu delikwescencji i aglomeracji, poprawie przewodnictwa cieplnego, standaryzacji testów oraz demonstracjach w skali rzeczywistych instalacji.

Bibliografia

Balasubramanian, G., Ghommem, M., Hajj, M. R., Wong, W. P., Tomlin, J. A., & Puri, I. K. (2010). Modeling of thermochemical energy storage by salt hydrates. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 53(25–26), 5700–5706. https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2010.08.012

Clark, R.-J., Gholamibozanjani, G., Woods, J., Kaur, S., Odukomaiya, A., Al-Hallaj, S., & Farid, M. (2022). Experimental screening of salt hydrates for thermochemical energy storage for building heating application. *Journal of Energy Storage*, 51, 104415. https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104415

Dai, L., Long, X.-F., Lou, B., & Wu, J. (2018). Thermal cycling stability of thermochemical energy storage system $Ca(OH)_2/CaO$. *Applied Thermal Engineering*, 133, 261–268. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.01.059

Hawwash, A. A., Hassan, H., & El Feky, K. (2020). Impact of reactor design on the thermal energy storage of thermochemical materials. *Applied Thermal Engineering*, 168, 114776. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114776

Kant, K., Shukla, A., Smeulders, D. M. J., & Rindt, C. C. M. (2021). Performance analysis of a K_2CO_3-based thermochemical energy storage system using a honeycomb structured heat exchanger. *Journal of Energy Storage*, 38, 102563. https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102563

Molenda, M., Stengler, J., Linder, M., & Wörner, A. (2013). Reversible hydration behavior of $CaCl_2$ at high H_2O partial pressures for thermochemical energy storage. *Thermochimica Acta*, 560, 76–81. https://doi.org/10.1016/j.tca.2013.03.020

Rui, J., Luo, Y., Wang, M., Peng, J., & She, X. (2022). Design and performance evaluation of an innovative salt hydrates-based reactor for thermochemical energy storage. *Journal of Energy Storage*, 55, 105799. https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105799

Stengler, J., Bürger, I., & Linder, M. (2020). Thermodynamic and kinetic investigations of the $SrBr_2$ hydration and dehydration reactions for thermochemical energy storage and heat transformation. *Applied Energy*, 277, 115432. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115432

Xu, J. X., Li, T. X., Chao, J. W., Yan, T. S., & Wang, R. Z. (2019). High energy-density multi-form thermochemical energy storage based on multi-step sorption processes. *Energy*, 185, 1131–1142. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.076

Yan, J., Yang, B. W., & Zhao, C. Y. (2022). Investigation of hydration/dehydration processes in a fluidized bed reactor using $MgO/Mg(OH)_2$ thermochemical energy storage system. *Solar Energy*, 231, 630–645. https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.12.013

Zastrzeżenie: Oświadczenia, opinie i dane przedstawione w publikacjach są wyłączną odpowiedzialnością ich autorów i nie odzwierciedlają stanowiska redakcji *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*. Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek szkody dotyczące osób lub mienia wynikające z idei, metod, zaleceń lub produktów omawianych w treści publikacji. *Artykuł udostępniony na licencji Creative Commons CC BY 4.0.*

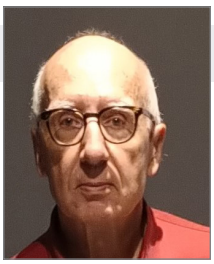
Disclaimer: The statements, opinions, and data presented in the publications are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the views of the editorial board of *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja.* The editorial board assumes no responsibility or liability for any injury to persons or damage to property resulting from any ideas, methods, instructions, or products referred to in the content of the publications. *The article is distributed under the Creative Commons CC BY 4.0 license.*

DOI: 10.65545/COW.2026.10.07



Analiza i ocena metod określania rzeczywistych oszczędności zużycia ciepła na potrzeby ogrzewania budynków

Analysis and evaluation of the methodology for determining actual heat savings for building heating purposes



Dr hab. inż. Paweł Michnikowski

Specjalista ds. rozliczania ciepła i wody
pawel.michnikowski@op.pl



Dr hab. inż. Tomasz Cholewa, prof. PL

ORCID ID: 0000-0002-5310-2508
Wydział Inżynierii Środowiska
i Energetyki
Politechnika Lubelska



Mgr inż. Piotr Szpryngiel

Almot-Eco Bis Sp. z o.o.



Mgr inż. Wojciech Ciejka

Stowarzyszenie Polskich Firm
Rozliczających Media

Słowa kluczowe: efektywność energetyczna, zużycie ciepła na potrzeby ogrzewania, oszczędności zużycia ciepła, metoda określania oszczędności

Streszczenie

Określenie oszczędności zużycia ciepła, dostarczanego na potrzeby ogrzewania budynku dzięki wykonaniu danego działania modernizacyjnego, jest istotną kwestią dla inwestora, jak i dostawcy danego systemu. W ramach niniejszego artykułu przedstawiono różne metody określania rzeczywistych oszczędności zużycia ciepła na potrzeby ogrzewania budynków na przykładzie wymiennikowni grupowej, w której został zastosowany system sterowania prognozowego ogrzewaniem.

Keywords: energy efficiency, heat consumption for heating purposes, energy savings, method for determining energy savings

Abstract

Determining the heat savings achieved through a specific modernization measure is a key issue for both the investor and the system provider. This article presents various methods for calculating actual heat savings for heating of building, using the example of a group heat substation where a predictive heating control system was implemented.

Wstęp

Zwiększenie efektywności energetycznej istniejących budynków jest istotną kwestią na potrzeby zmniejszenia poziomu energii końcowej i następnie osiągnięcia neutralności węglowej. Dostępnych jest na rynku wiele możliwości w tym zakresie (Cholewa i in., 2022). Przykładowe działania zwiększające efektywność energetyczną w istniejącym budynku użyteczności publicznej zostały pokazane przez Jerominko i Cichowicz (2025). Z kolei Amanowicz i in. (2023) pokazali szczegółowo możliwości zwiększenia efektywności energetycznej w zakresie systemów wentylacji również przy uwzględnieniu potrzeby zachowania parametrów jakości środowiska w różnych typach budynków (Ratajczak i in., 2023). Dalsze etapy ukierunkowane na osiągnięcie neutralności węglowej istniejących budynków zostały przedstawione w formie pokazania możliwości integracji odnawialnych źródeł energii przez Skwarczyński i in. (2025) czy też hybrydowych węzłów cieplnych (Trzciński i Turski, 2026). Jednak nadal są pewne bariery w zakresie wdrażania rozwiązań w zakresie efektywności energetycznej między innymi z uwagi na obawy odnośnie metod określania rzeczywistych oszczędności zużycia ciepła na potrzeby ogrzewania budynków. Z tej przyczyny w niniejszym artykule postanowiono omówić ten temat na przykładzie metody określania rzeczywistych oszczędności zużycia ciepła na potrzeby ogrzewania budynków.

Określenie warunków brzegowych kalkulacji oszczędności ciepła dostarczanego przez system ogrzewania

W celu określenia oszczędności w zakresie zużycia ciepła wynikających z przedsięwzięcia termomodernizacyjnego, które wpływa na ilość ciepła dostarczanego do systemu

ogrzewania danego budynku, konieczna jest standaryzacja warunków meteorologicznych porównywanych sezonów ogrzewczych lub okresów rozliczeniowych. Często, gdy inwestycja została wprowadzona w trakcie trwania sezonu ogrzewczego, konieczne jest porównanie kolejnych miesięcy przed i po jej wprowadzeniu.

Metoda określania oszczędności po zabiegu termomodernizacyjnym wymaga zgromadzenia danych dotyczących zużycia ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania z okresu przed interesującą nas inwestycją. Należy pamiętać, że zakres czasu przed inwestycją to okres po przeprowadzeniu ostatnich kompleksowych działań termomodernizacyjnych. Dane mogą być gromadzone w dwóch trybach: (1) w układzie rocznym – w przypadku przeprowadzenia inwestycji przed rozpoczęciem sezonu ogrzewczego, lub (2) w układzie miesięcznym – poprzez zestawienie analogicznych miesięcy z lat poprzedzających inwestycje, jeśli termomodernizacja została dokonana w trakcie trwania sezonu ogrzewczego. W celu umożliwienia porównania wyników pomiędzy poszczególnymi, różniącymi się sezonami ogrzewczymi, zgromadzone dane muszą zostać zobiektywizowane z uwzględnieniem różnic w liczbie stopniodni. Do realizacji tego zadania stosuje się wskaźnik będący ilorazem zużycia ciepła i liczby stopniodni (GJ/STD). Zastosowanie tego wskaźnika wymaga zdefiniowania tzw. metody stopniodni. Jednostka *stopniodni ogrzewania* informuje, jak bardzo (w stopniach) i jak długo (w dniach) temperatura panująca na zewnątrz w danym roku była niższa niż przyjęta *temperatura bazowa* budynku np. 15°C, 18°C czy nawet temperatura projektowa 20°C. Ze względu na fakt, że do ogrzania budynku do danej temperatury wewnętrznej wykorzystywane jest ciepło dostarczone ze źródeł zewnętrznych oraz ciepło pochodzące z zysków ciepła, w przypadku temperatury otoczenia wyższej niż temperatura bazowa charakterystyczna dla danego budynku, zakłada się, że począwszy od dnia osiągnięcia tej temperatury w otoczeniu budynku, nie jest wymagana dostawa ciepła ze źródeł zewnętrznych.

Temperatura bazowa, inaczej zwana *temperaturą punktu równowagi* lub *temperaturą granicy ogrzewania*, jest to wartość temperatury powietrza w otoczeniu budynku, w której chwilowe zapotrzebowanie na ciepło dostarczone przez instalację centralnego ogrzewania do budynku wynosi zero, tzn. straty ciepła przez przenikanie i wentylację są w całości pokrywane przez zyski ciepła pochodzące z nasłonecznienia, źródeł wewnętrznych oraz antropogenicznych.

Mając powyższe na uwadze, można obliczyć liczbę stopniodni korzystając z Równania (1).

$$SD = z_0(t_i - t_{me}) \quad (1)$$

gdzie:
- SD – liczba stopniodni okresu ogrzewania, (K·dzień)/rok,
- z_0 – liczba dni sezonu ogrzewczego w roku, dzień/rok,
- t_i – projektowa temperatura wewnętrzna lub temperatura bazowa (temperatura granicy ogrzewania), °C,
- t_{me} – średnia temperatura powietrza zewnętrznego w danym okresie, °C.

Praktyczne zastosowanie standaryzacji zużycia ciepła przedstawiono na przykładzie obliczenia oszczędności zużycia ciepła na potrzeby ogrzewania dzięki montażowi układu sterowania prognozowego ogrzewaniem forHeat (Cholewa i Siuta-Olcha, 2022a; Cholewa i Siuta-Olcha, 2022b). Układ automatyki prognostycznej centralnego ogrzewania systemu ForHeat jest sterowaniem układu zasilania grzejników w budynkach wielorodzinnych czy też użyteczności publicznej, polegającym na doborze odpowiedniej temperatury zasilania grzejników w funkcji wielu parametrów, w szczególności temperatury zewnętrznej oraz prognozowanych zmian innych warunków meteorologicznych. Układ ten różni się od klasycznej, nadążnej automatyki pogodowej tym, że jest układem działającym z wyprzedzeniem wyłącznie w przypadku prognozowanego wzrostu temperatury zewnętrznej. Dzięki wcześniejszemu obniżeniu temperatury zasilania grzejników system zapobiega przegrzewaniu pomieszczeń w okresach ocieplenia, co pozwala uzyskać znaczące oszczędności w zakresie ciepła dostarczanego do systemu ogrzewania. W przypadku spadku temperatury zewnętrznej, układ działa jak klasyczna automatyka pogodowa, reagując dopiero na faktyczną zmianę warunków zewnętrznych.

Kluczową informacją służącą do oceny skuteczności układu forHeat jest wielkość uzyskanych oszczędności po jego montażu. Określa się je w stosunku do okresu przed montażem, w przedziałach miesięcznych (układ zamontowany w trakcie sezonu ogrzewczego) lub rocznych, które są okresami odniesienia (referencyjnymi) do wyznaczania oszczędności. W celu określenia zużycia ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania przed zamontowaniem układu systemu forHeat, bierze się pod uwagę miesiące lub lata po ostatniej kompleksowej termomodernizacji budynku, polegającej na: wymianie lub modernizacji źródła ciepła (w tym także węzła ciepłowniczego), zwiększeniu izolacji cieplnej obudowy budynku lub kompleksowej wymianie stolarki okiennej. Wskazane działania termomodernizacyjne nazywa się często w literaturze przedmiotu *kompleksowym działaniem podnoszącym efektywność energetyczną budynku*. W ramach tego określenia nie uwzględnia się drobnych prac modernizacyjnych takich jak: pojedyncze wymiany okien, zmniejszone powierzchnie grzejników na klatkach schodowych, indywidualne przeróbki instalacji wewnętrznej w lokalach obejmujące np. wymianę grzejników lub zmianę liczby użytkowników instalacji centralnego ogrzewania.

W ramach niniejszego artykułu wykorzystanie narzędzia standaryzacji zużycia ciepła na cele ogrzewania przedstawiono na przykładzie wieloletnich danych z węzła grupowego w Spółdzielni Mieszkaniowej w województwie wielkopolskim. W Tabeli 1 przedstawiono, w rozbiciu na poszczególne miesiące oraz pełne sezony ogrzewcze w okresie 2016–2026, następujące dane:
- zużycie ciepła na potrzeby ogrzewania,
- długość sezonu ogrzewczego w dniach,
- temperatury bazowe obliczone w oparciu o metodę zaczerpniętą z (Michnikowski, 2025) oraz (Michnikowski i Cholewa, 2021),
- liczbę stopniodni obliczoną wg Równania 1 po przyjęciu temperatur: t_i = 12,71°C oraz zmierzonych średnich wartości temperatury zewnętrznej t_me.

Tabela 1. Dane dotyczące zużycia ciepła w analizowanym węźle grupowym w okresie 2016–2026. Źródło: opracowanie własne
Table 1. Data on heat consumption for analyzed group substation for the period 2016–2026. Source: authors' own study

2016/2017	wrzesień	październik	listopad	grudzień	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	dane roczne	długość okresu rozl.
zużycie	0	324	594	692	880	682	396	300	82	3950	03.10.2016-15.05.2017
temp. śr	0,00	7,97	3,18	1,62	-2,86	0,70	6,62	7,63	10,85	3,990133929	
ilość dni	0	28	30	31	31	28	31	30	15	224	wskaźnik zużycie /STD
temp.bazowa	0,00	13,34	12,55	12,18	10,57	12,22	12,66	12,36	13,44	12,33	2,022270575
STD	0,00	135,52	285,90	343,79	482,67	336,28	188,79	152,40	27,90	1953,25	
2017/2018	wrzesień	październik	listopad	grudzień	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	dane roczne	długość okresu rozl.
zużycie	43	232	502	622	753	759	695	110	0	3716	18.09.2017-09.04.2018
temp. śr	12,51	6,70	5,33	2,70	2,53	-2,48	0,98	9,59	0,00	3,581773399	
ilość dni	12	31	30	31	31	28	31	9	0	203	wskaźnik zużycie /STD
temp.bazowa	14,20	10,24	13,24	12,19	14,02	10,34	11,58	15,37	0,00	12,24	2,005364187
STD	2,40	186,31	221,40	310,31	315,58	425,32	363,63	28,08	0,00	1853,03	
2018/2019	wrzesień	październik	listopad	grudzień	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	dane roczne	długość okresu rozl.
zużycie	0	266	458	704	854	570	443	213	129	3637	01.10.2018-23.04.2019
temp. śr	23,00	10,67	5,11	3,00	-0,09	3,21	6,37	9,41	9,01	5,580580357	29.04.2019-17.05.2019
ilość dni	0	31	30	31	31	28	31	25	17	224	wskaźnik zużycie /STD
temp.bazowa	0,00	14,73	12,33	13,74	12,94	12,84	13,13	13,44	12,60	13,26	2,277409376
STD	0,00	63,24	228,00	301,01	396,80	266,00	196,54	82,50	62,90	1596,99	
2019/2020	wrzesień	październik	listopad	grudzień	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	dane roczne	długość okresu rozl.
zużycie	35	225	447	644	677	519	503	234	87	3371	23.09.2019-26.04.2020
temp. śr	14,24	10,66	6,73	3,68	2,85	5,05	5,02	8,64	10,78	6,64777417	01.05.2020-14.05.2020
ilość dni	9	31	30	31	31	28	31	26	14	231	wskaźnik zużycie /STD
temp.bazowa	16,08	14,09	13,78	13,51	13,18	13,82	12,69	12,90	13,72	13,55	2,407213786
STD	-13,77	63,55	179,40	279,93	305,66	214,48	238,39	105,71	27,02	1400,37	
2020/2021	wrzesień	październik	listopad	grudzień	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	dane roczne	długość okresu rozl.
zużycie	27	266	528	648	771	777	604	398	96	4115	28.09.2020-10.05.2021
temp. śr	12,78	11,04	5,99	2,66	-0,25	-0,35	4,16	6,42	9,77	4,642000	
ilość dni	3	31	30	31	31	28	31	30	10	225	wskaźnik zużycie /STD
temp.bazowa	17,04	15,10	14,31	12,55	11,51	12,78	13,38	12,70	14,31	13,29	2,266842946
STD	-0,21	51,77	201,60	311,55	401,76	365,68	265,05	188,70	29,40	1815,30	
2021/2022	wrzesień	październik	listopad	grudzień	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	dane roczne	długość okresu rozl.
zużycie	57	250	424	698	621	504	467	225	5	3251	20.09.2021-01.05.2022
temp. śr	13,90	10,01	5,50	0,48	2,01	4,37	4,10	7,62	11,87	5,297892377	
ilość dni	10	31	30	31	31	28	31	30	1	223	wskaźnik zużycie /STD
temp.bazowa	16,60	13,82	12,18	11,13	11,49	12,88	11,23	11,17	14,23	12,19	1,966846149
STD	-11,90	83,70	216,30	379,13	331,70	233,52	266,91	152,70	0,84	1652,90	
2022/2023	wrzesień	październik	listopad	grudzień	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	dane roczne	długość okresu rozl.
zużycie	81	190	445	666	554	528	438	273	40	3215	19.09.2022-09.05.2023
temp. śr	9,84	11,70	4,76	1,52	3,45	2,43	5,04	7,67	10,64	5,680818966	
ilość dni	11	31	30	31	31	28	31	30	9	232	wskaźnik zużycie /STD
temp.bazowa	13,32	14,60	11,78	11,68	11,90	11,35	11,72	11,97	12,74	12,24	1,971461334
STD	31,57	31,31	238,50	346,89	287,06	287,84	237,77	151,20	18,63	1630,77	
2023/2024	wrzesień	październik	listopad	grudzień	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	dane roczne	długość okresu rozl.
zużycie		151	423	551	695	383	303	184	0	2690	09.10.2023-29.04.2024
temp. śr		10,52	5,19	2,86	0,65	6,75	8,17	11,03	0,00	6,228168317	
ilość dni		22	30	31	31	28	31	29	0	202	wskaźnik zużycie /STD
temp.bazowa		13,77	11,86	11,27	11,25	13,22	12,79	14,03	0,00	12,53	2,054485882
STD		0,00	48,18	225,60	305,35	373,86	166,88	140,74	48,72	0,00	1309,33
2024/2025	wrzesień	październik	listopad	grudzień	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	dane roczne	długość okresu rozl.
zużycie	0	207	448	596	623	608	338	158	85	3063	30.09.2024-12.05.2025
temp. śr	8,54	11,22	4,34	2,84	2,38	-0,27	5,83	11,35	11,16	5,967564103	17.05.2025-26.05.2025
ilość dni	1	3	30	31	31	28	31	30	21	234	wskaźnik zużycie /STD
temp.bazowa	8,54	14,38	11,40	11,93	11,89	10,00	10,99	13,84	13,07	12,16	1,941396817
STD	4,17	46,19	151,10	305,97	320,25	363,44	213,28	40,80	32,55	1577,73	
2025/2026	wrzesień	październik	listopad	grudzień	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	dane roczne	długość okresu rozl.
zużycie	41	257	490	580	793	682	296	215	21	3375	22.09.2025-08.05.2026
temp. śr	11,13	9,33	4,22	2,13	-2,21	0,06	6,74	8,30	14,52	4,722815789	
ilość dni	8	31	30	31	31	28	31	30	8	228	wskaźnik zużycie /STD
temp.bazowa	13,55	13,25	11,95	10,98	9,89	11,58	11,26	11,69	15,76	11,73	1,854691132
STD	12,64	104,78	254,70	327,98	462,52	354,20	185,07	132,30	-14,48	1819,71	

Przyjęto do analizy wspomniany wcześniej węzeł grupowy zasilający w ciepło 8 budynków wielorodzinnych o projektowym obciążeniu cieplnym oraz powierzchniach przedstawionych w Tabeli 2.

Tabela 2. Zestawienie budynków wielorodzinnych zasilanych z węzła grupowego. Źródło: opracowanie własne
Table 2. List of multi-family buildings supplied from a group substation. Source: authors' own study

L.p.	Budynek	Obciążenie cieplne, W	Powierzchnia, m²
1	A	104679	1387
2	B	125894	1800
3	C	82991	1064
4	D	129400	1800
5	E	88770	1200
6	F	91763	1200
7	G	125650	1732
8	H	180713	2331
Suma		929860	12514
średnia jednostkowa w W/m²			74,3055

Na Rysunku 1 przedstawiono zależność rzeczywistego zużycia ciepła od liczby stopniodni (STD_{20}) dla sezonów ogrzewczych, w okresie od 2016/2017 do 2023/2024. Na wykresie nie ujęto okresów 2024/2025 i 2025/2026, ponieważ montaż układu sterowania forHeat przeprowadzony był w lutym 2025, co mogło zafałszować przebieg charakterystyki zużycia w tym okresie. Do obliczeń przyjęto sumaryczne projektowe obciążenie cieplne analizowanego węzła grupowego wynoszące $\dot{Q}$ = 929860 W. Dodatkowo na Rysunku 1 ujęto korelację teoretycznego zużycia Q_{teor} od liczby stopniodni (STD_{20}), przy takiej samej liczbie stopniodni danego sezonu ogrzewczego. Teoretyczne (prognozowane) zużycie ciepła wyznaczono w oparciu o Równanie 2 lub podstawiając zależność na liczbę stopniodni – Równanie 3.

$$Q_{teor} = \frac{(t_i - t_{me})}{(t_i - t_{oe})} \cdot \dot{Q} \cdot 10^{-3} \cdot z_0 \cdot 24 \cdot 0{,}0036 \quad GJ \qquad (2)$$

$$Q_{teor} = \frac{STD_{20}}{(t_i - t_{oe})} \cdot \dot{Q} \cdot 10^{-3} \cdot 24 \cdot 0{,}0036 \quad GJ \qquad (3)$$

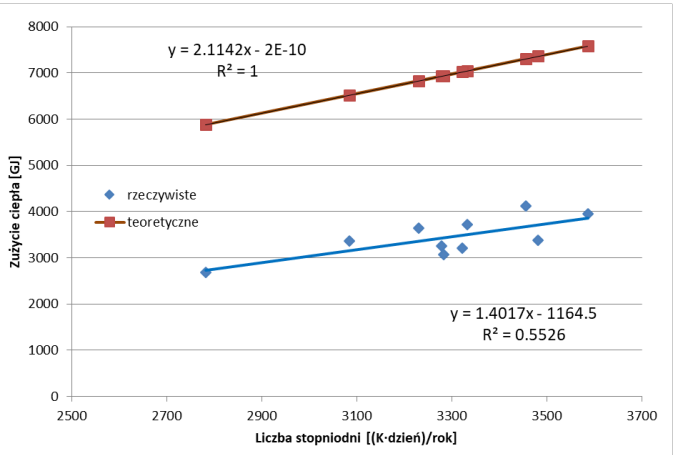
gdzie:

t_{oe} – temperatura obliczeniowa zewnętrzna dla strefy klimatycznej posadowienia obiektu badań, dla II strefy t_{oe} = −18°C ,

$\dot{Q}$ – projektowe obciążenie cieplne, W,

STD_{20} – liczba stopniodni dla temperatury bazowej t_b = 20°C, (K·dzień)/rok.

Analizując Rysunek 1 zastanawia duża rozbieżność pomiędzy teoretycznym a rzeczywistym zużyciem ciepła dla badanego węzła grupowego, mimo tej samej liczbie stopniodni, która wynosi prawie 100%. Teoretyczne zużycie ciepła zostało obliczone przy uwzględnieniu temperatury bazowej t_{b20} = 20°C, średniej temperatury zewnętrznej sezonu ogrzewczego i rzeczywistej długości sezonu ogrzewczego. Warto wspomnieć, że w przypadku rzeczywistego zużycia ciepła, przy tej samej liczbie dni sezonu ogrzewczego, budynki zasilane ze źródła zewnętrznego musiały być ogrzewane do niższej temperatury a powyżej tej temperatury, budynek ogrzewany był przez ciepło z zysków wewnętrznych i nasłonecznienia. Zatem temperatura bazowa, począwszy od której nie trzeba dostarczać do budynku ciepła ze źródeł zewnętrznych, musiała wynosić zdecydowanie mniej niż przyjęta do wstępnych obliczeń 20°C. Z tej przyczyny teoretyczne zużycie ciepła nie jest tożsame z zapotrzebowaniem na ciepło, ponieważ zapotrzebowanie jest prognozą ilości ciepła dostarczonego ze wszystkich źródeł, konieczną do utrzymania projektowej temperatury pomieszczeń w standardowym sezonie ogrzewczym. Teoretyczne zużycie ciepła jest natomiast obliczonym strumieniem ciepła ze źródeł zewnętrznych, w bieżącym sezonie ogrzewczym, przy uwzględnieniu wszystkich zysków ciepła.

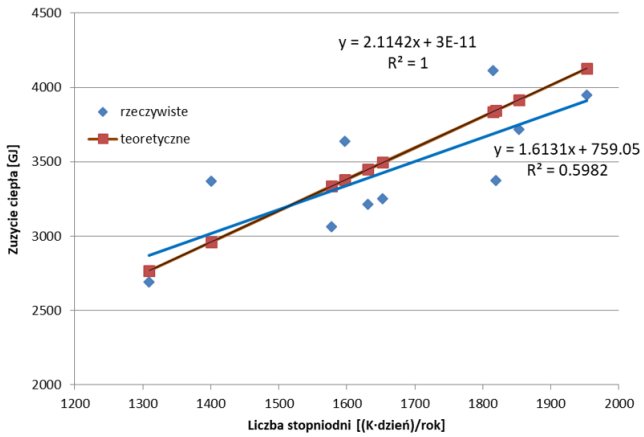


Rysunek 1. Korelacji pomiędzy liczbą stopniodni dla temperatury bazowej 20°C oraz zapotrzebowania ciepła i rzeczywistego zużycia dla badanego węzła. Źródło: opracowanie własne
Figure 1. Correlation between the number of degree-days (based on a 20°C reference temperature) and both the heat demand and actual heat consumption for the studied heat substation. Source: authors' own study

W odniesieniu do węzła grupowego, dla sezonów z okresu 2016–2024 (Tabela 1), wyznaczono temperatury bazowe metodą opisaną w (Michnikowski, 2025) oraz (Michnikowski i Cholewa, 2021). Wynosi ona dla wszystkich analizowanych sezonów średnio t_b = 12,71°C. Temperaturę tą przyjęto jako średnią bazową dla 8 sezonów ogrzewczych obejmujących okres 2016–2024. Graficzny obraz obu zależności, tj. prognozowanego oraz rzeczywistego zużycia ciepła od liczby stopniodni, przedstawiono na Rysunku 2, przy przyjęciu do obliczeń średniej temperatury bazowej dla wszystkich analizowanych sezonów równej t_b = 12,71°C.

Jak wynika z przedstawionej analizy, przyjęcie do zależności na liczbę stopniodni temperatury bazowej obliczonej wcześniej w oparciu o (Michnikowski, 2025) oraz (Michnikowski i Cholewa, 2021), zamiast przyjmowanych arbitralnie wartości 20°C lub 18°C, powoduje lepszą estymację rzeczywistego zużycia ciepła przez jego teoretyczną prognozę. Przyjęcie w kalkulacji liczby stopniodni wartości 20°C sprawdza się tylko w przypadku obliczania zapotrzebowania na ciepło do ogrzania budynku, jeżeli prognoza ma obejmować strumień ciepła ze wszystkich źródeł do zapewnienia temperatury projektowej w pomieszczeniach budynków mieszkalnych lub użyteczności publicznej. W prognozach dotyczących ilości ciepła ze źródeł zewnętrznych zdecydowanie lepsze odwzorowanie uzyskuje się stosując rzeczywiste wartości temperatury

bazowej, które lepiej charakteryzują zakończony sezon ogrzewczy pod względem profilu użytkowania i jakości regulacji automatyki centralnej i miejscowej.



Rysunek 2. Wykres korelacji pomiędzy liczbą stopniodni dla temperatury bazowej 12,71°C oraz teoretycznego i rzeczywistego zużycia ciepła dla badanego węzła. Źródło: opracowanie własne
Figure 2. Correlation plot between the number of degree-days (based on a 12.71°C base temperature) and the theoretical and actual heat consumption for the analyzed heating node. Source: authors' own study

Przegląd stosowanych metod

W tej części artykułu przytoczono stosowane aktualne metody służące do wyznaczania efektywności energetycznej poszczególnych zabiegów termomodernizacyjnych wpływających na ilość ciepła dostarczanego przez system ogrzewania, w celu wykazania ich skuteczności i zasadności ich stosowania.

Metoda obliczania wartości referencyjnych

W przypadku zużycia ciepła wartość referencyjna jest obliczana na podstawie uśrednionego dla okresu trzech lat kalendarzowych, standaryzowanego zużycia energii wyrażonego w jednostce zużycia (j.z) przypadającego na (K·d) (liczba stopniodni ogrzewania, z temperaturą bazowa przyjęta w granicach 10°C–20°C, w zależności od charakterystyki energetycznej budynku). Obliczanie wartości referencyjnych prowadzone jest na podstawie poniższych wzorów określonych dla okresu ogrzewczego, znanego odbiorcy ciepła, w następujących po sobie trzech krokach:

Krok 1: Obliczenie standaryzowanego zużycia ciepła dla 3 kolejnych lat poprzedzających pierwszy rok realizacji projektu – Równanie 4.

$$\frac{zużycie\ energii\ zmierzone\ dla\ danego\ roku, j.z}{roczna\ liczba\ stopniodni\ grzania, K \cdot d = zużycie\ odniesione\ do\ (K \cdot d),\ j.z./(K \cdot d)} \quad (4)$$

Krok 2: Obliczenie średniej arytmetycznej z powyższych wartości w celu otrzymania uśrednionego, standaryzowanego zużycia energii – Równanie 5.

$$\frac{\begin{array}{c} zużycie\ odniesione\ do\ (K \cdot d)\ w\ roku\ 1 + \\ zużycie\ odniesione\ do\ (K \cdot d)\ w\ roku\ 2 + \\ zużycie\ odniesione\ do\ (K \cdot d)\ w\ roku\ 3 \end{array}}{3} \quad (5)$$

Krok 3: Obliczenie wartości referencyjnej (zużycia referencyjnego), do którego będzie porównywane rzeczywiste zużycie w roku A (pierwszy rok realizacji inwestycji projektu) – Równanie 6.

$$\begin{array}{c} Liczba\ stopniodni\ ogrzewania\ dla\ roku\ A, K \cdot d \\ * uśrednione\ dla\ trzech\ lat, standaryzowane\ zużycie\ ciepła, j.z\ /K \cdot d \\ = Zużycie\ referencyjne, j.z. \end{array} \quad (6)$$

Krok 4: Obliczenie oszczędności energii w danym roku realizacji projektu – Równanie 7.

$$\begin{array}{c} Zużycie\ referencyjne\ -\ zużycie\ rzeczywiste = \\ ilość\ zaoszczędzonej\ energii \end{array} \quad (7)$$

<u>Obliczenie oszczędności dla rzeczywistych danych wg metody wartości referencyjnych</u>

W celu zobrazowania tej metody dokonano obliczenia oszczędności wykorzystując rzeczywiste dane zawarte w Tabeli 1. Ponieważ opisywany wcześniej system sterowania forHeat montowany był w lutym 2025 roku, to w analizie pominięto sezon 2024/2025 i określono oszczędności dla pełnego sezonu 2025/2026 w stosunku do okresu trzech sezonów ogrzewania: 2021/2022, 2022/2023 i 2023/2024. Do analizy wzięto pod uwagę dane z poszczególnych lat w okresie 2016 do 2026, dotyczące miesięcznego i rocznego zużycia ciepła, średnich wartości temperatury zewnętrznej, ilości dni ogrzewczych, stopniodni wyrażonych w STD, $K \cdot d$, znajdujące się w Tabeli 1.

Następnie wykonano cztery kroki opisane wcześniej, jednak Krok 1 pominięto, gdyż w Tabeli 1 zawarto już tzw. wskaźnik zużycia, wyrażony w *j.z./°C dzień*.

W Kroku 2 obliczono średniej wartości z ostatnich 3 lat przed realizacją inwestycji 2021/2022, 2022/2023, 2023/2024 (nie wzięto pod uwagę sezonu 2024/2025, gdyż montaż układu forHeat nastąpił w lutym 2025):

$$\frac{1{,}9668 + 1{,}9714 + 2{,}0544}{3} = 1{,}9975\ [j.z./(K \cdot d)]$$

W Kroku 3 określono wartość referencyjną zużycia dla stopniodni ogrzewania w okresie 2025/2026:

$$1819{,}71\ K \cdot d * 1{,}9975\ j.z./(K \cdot d) = 3634{,}87 j.z.$$

przy czym w tym przypadku symbol j.z. oznacza GJ.

W Kroku 4 obliczono oszczędności dla sezonu 2025/26 (różnica wartości zużycia referencyjnego z Kroku 3 i rzeczywistego wynikającego z bieżącego pomiaru):

$$3634{,}87 - 3375 = 259{,}87\ GJ \text{ czyli } 7{,}15\ \%$$

A analizach warto również sprawdzić, jakich oszczędności można oczekiwać hipotetycznie w przypadku dokładnie takich samych parametrów zużycia i warunków meteorologicznych w następnym sezonie ogrzewczym 2026/2027. Ponieważ dane pochodzą z tego samego okresu co w przypadku sezonów 2021/2022, 2022/2023 i 2023/2024, to wartość referencyjna zużycia dla stopniodni ogrzewania także wynosi 3634,87 GJ, a zużycie z sezonu 2026/2027 jest takie samo jak 2025/2026 wynosi 3375 GJ, zatem oszczędności wynoszą 7,15 % – czyli przeliczając na fizyczne jednostki zużycia 259,87 GJ.

Korzystając z faktu, że w okresie przedstawionym w Tabeli 1, czyli od 2016 roku, nie były prowadzone

w analizowanym węźle grupowym oraz w zasilanych z niego budynkach wielorodzinnych żadne działania modernizacyjne, dla średniej wg kroku 2 przyjęto okres od 2016 do 2024. Podstawiając odpowiednie dane do algorytmu wg metody zużycia referencyjnego, oszczędność energii w sezonie 2025/2026 w stosunku do ośmiu sezonów ogrzewczych od 2016 do 2024 wynosi 485,49 GJ, czyli 12,57%.

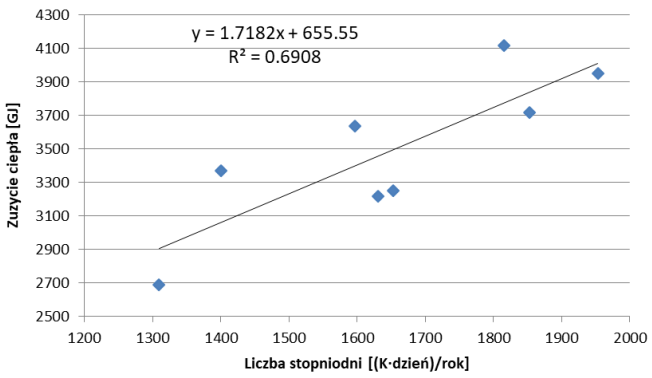
Metoda funkcji regresji

Sposób obliczania oszczędności wg niniejszej metody wchodzi w skład powszechnie stosowanego zestawu norm znanego jako Międzynarodowy Protokół Pomiaru i Weryfikacji Efektywności (ang. International performance measurement and verification protocol, IPMVP). Polega on na sporządzeniu graficznego obrazu zależności zużycia ciepła od liczby stopniodni dla okresu przed przeprowadzeniem inwestycji. Powyższa zależność służy do odczytania zużycia ciepła dla liczby stopniodni sezonu bezpośrednio po przeprowadzonej inwestycji. Ten sposób określenia oszczędności zostanie zaprezentowany dla rzeczywistych danych pochodzących z Tabeli 1.

Obliczenie oszczędności dla rzeczywistych danych wg metody funkcji regresji

Analogicznie jak w poprzednim przykładzie, na podstawie danych zawartych w Tabeli 1, oceniono oszczędności po zamontowaniu w węźle grupowym w lutym 2025 roku układu sterowania prognozowego forHeat. Analizy dokonano dla dwóch wariantów: rocznego, w przypadku inwestycji po sezonie ogrzewczym, oraz miesięcznego, dla inwestycji w trakcie sezonu ogrzewczego.

Funkcję regresji sporządzono na bazie danych dotyczących liczby stopniodni grzania i odpowiadających im wartości zużycia ciepła na potrzeby układu centralnego ogrzewania uwzględniając wszystkie 8 pełnych okresów ogrzewczych, czyli 2016/2017, 2017/2018, 2018/2019, 2019/2020, 2020/2021, 2021/2022, 2022/2023 oraz 2023/2024, przed montażem układu forHeat. Wykres obrazujący zależność między zużyciem ciepła a liczbą stopniodni w poszczególnych sezonach ogrzewczych w okresie przed montażem układu forHeat przedstawiono na Rysunku 3.



Rysunek 3. Graficzne przedstawienie zależności zużycia ciepła od liczby stopniodni w okresie poprzedzającym montaż układu forHeat. Źródło: opracowanie własne
Figure 3. Graphical representation of the relationship between heat consumption and the number of degree-days during the period preceding the installation of the forHeat system. Source: authors' own study

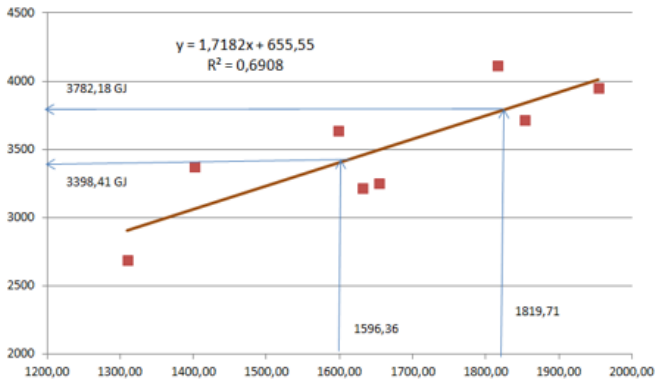
Oszczędności określono podstawiając w miejsce „x" w równaniu prostej regresji (Równanie 8) liczbę stopniodni sezonu 2025/2026 wynoszącą x = 1819,71 (patrz Tabela 1).

$$y = 1{,}7182x + 655{,}55 \quad (8)$$

Z powyższego równania wyznaczono tzw. zużycie bazowe, które wystąpiłoby, gdyby nie przeprowadzono montażu układu forHeat. Wynosiło ono **3782,18 GJ**. Dzięki zamontowaniu w miejsce klasycznego regulatora pogodowego sterownika forHeat, rzeczywiste zużycie ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania w analizowanym węźle grupowym wyniosło **3375 GJ** czyli mniej o **407,18 GJ**, co stanowiło zmniejszenie zużycia ciepła o **10,77%**.

Wadą tego wariantu jest kompilacja dwóch trybów: prognozowanego zużycia ciepła odczytanego z prostej regresji otrzymanej z analizy statystycznej i zużycia z rzeczywistego pomiaru.

Innym wariantem, który opiera się na równoprawnych analizach statystycznych, jest, zamiast rzeczywistego pomiaru, odczytanie zużycia ciepła z prostej regresji, dla niższej liczby stopniodni dla sezonu 2025/2026, co wynika z niższej niż średnia temperatura bazowa t_b = 12,71°C przyjętej do obliczeń. Mianowicie, jak wynika z Tabeli 1, temperatura bazowa dla sezonu 2025/2026, dzięki optymalnej regulacji pracy węzła wyposażonego w układ prognostyczny forHeat, spadła do wartości $t_{b2025/2026}$ = 11,73°C, co przyczyniło się do spadku liczby stopniodni do poziomy 1596,36 K·d. Graficzny sposób wyznaczenia zużycia ciepła dla pierwszego, pełnego sezonu z układem forHeat przedstawiono na Rysunku 4.

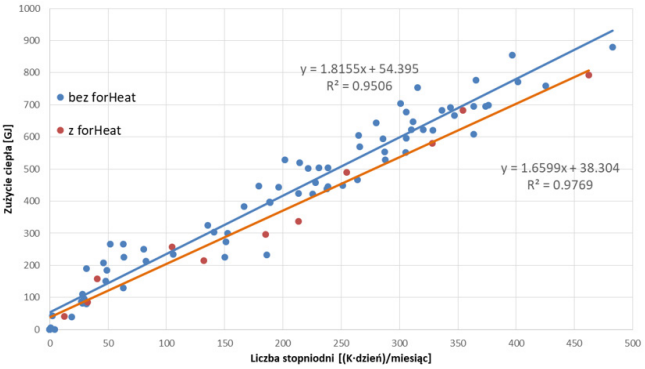


Rysunek 4. Graficzny opis wyznaczenia oszczędności zużycia ciepła dla metody prostej regresji. Źródło: opracowanie własne
Figure 4. Graphical representation of the determination of energy savings for the simple regression methodology. Source: authors' own study

Analogicznie jak w poprzednim przykładzie zużycie ciepła dla liczby stopniodni 1819,16 wynosiło 3782,18 GJ, a odczytane z tej samej prostej regresji zużycie ciepła dla niższej wartości liczby stopniodni równej 1596,36 K·d wynosło 3398,36 GJ. Oszczędność zużycia ciepła w stosunku do sezonów bez układu forHeat stanowiła różnicę pomiędzy obiema wartościami i wyniosła **383,77 GJ**, czyli **10,15 %**.

W przypadku inwestycji przeprowadzonej w trakcie sezonu ogrzewczego, przedstawiono kalkulację dla metody funkcji regresji dla danych z poszczególnych miesięcy okresu przed montażem i porównywalnego sezonu 2025/2026. W sposobie tym przyjęto do obliczeń także część sezonu 2024/2025, ponieważ montaż układu

forHeat nastąpił w lutym sezonu 2024/2025 (zacieniowany obszar w Tabeli 1). Na rysunku 5 przedstawiono wykres zależności miesięcznych zużyć ciepła w funkcji liczby stopniodni.



Rysunek 5. Zależność zużycia ciepła od liczby stopniodni dla poszczególnych miesięcy przed i po montażu systemu forHeat. Źródło: opracowanie własne
Figure 5. Dependence ofheat consumption on the number of degree-days for individual months before and after the installation of the forHeat system. Source: authors' own study

W tym przypadku, w celu określenia oszczędności w zużyciu ciepła na ogrzewanie, należało do równania prostej regresji zależności zużycia ciepła od liczby stopniodni przed montażem forHeat (prosta koloru niebieskiego na Rysunku 5), podstawiać liczbę stopniodni każdego miesiąca przed montażem. Pozwoliło to na określenie zużycia bazowego dla miesięcy przed montażem. Następnie do równania prostej regresji po montażu (prosta koloru jasnobrązowego na Rysunku 5) należało podstawić liczbę stopniodni dla każdego miesiąca po montażu. Następnie obliczono różnicę dla każdego miesiąca pomiędzy zużyciem bazowym (przed modernizacją) i rzeczywistym (po modernizacji). Ostatnim etapem określenia oszczędności było zsumowanie różnic dla każdego miesiąca, czyli odległość prostej niebieskiej od jasnobrązowej. W analizowanym przykładzie roczna różnica w zużyciu ciepła na potrzeby ogrzewania w analizowanym węźle grupowym wyniosła **427,92 GJ** czyli **11,28%** oszczędności.

W przypadku wszystkich wariantów obliczania oszczędności za pomocą funkcji regresji, w następnym sezonie 2026/2027, przy takich samych parametrach zużycia ciepła i liczby stopniodni jak sezonie 2025/2026, hipotetyczny poziom oszczędności nie zmieni się.

Metoda linii trendu

Metoda linii trendu wymaga zgromadzenia analogicznych danych jak w poprzednich metodach, czyli zużycia ciepła oraz liczbę stopniodni przed i po zamontowaniu układu prognostycznego forHeat. W zakresie tej metody konieczny jest tylko określenie wskaźnika zużycie/STD, tj. ilorazu zużycia i liczby stopniodni odpowiadającej okresowi zużycia. W Tabeli 1 został on już określony w dolnym, prawym narożniku w odniesieniu do odpowiedniego okresu.

Obliczenie oszczędności dla rzeczywistych danych wg metody linii trendu

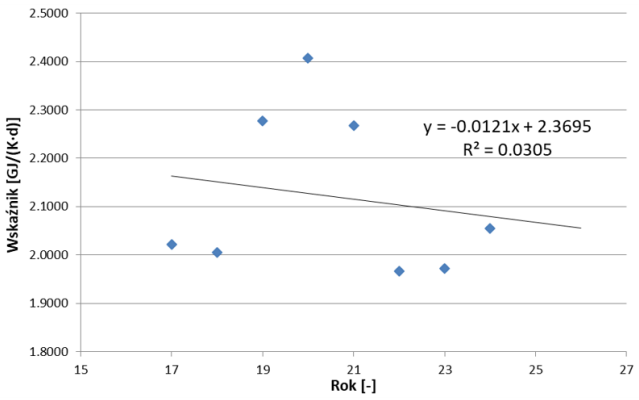
Poniżej zaprezentowano algorytm wyznaczania oszczędności po pełnych sezonach ogrzewczych (układ ForHeat montowany przed pełnym sezonem ogrzewczym 2025/2026). Dla ułatwienia analizy, w Tabeli 3 podano tylko te dane z okresu 2016–2024, które pozwolą na obliczenie oszczędności metodą linii trendu dla sezonu 2025/2026, po zamontowaniu układu forHeat.

Tabela 3. Dane o zużyciu ciepła na potrzeby ogrzewania w pełnych sezonach w okresie 2016–2024. Źródło: opracowanie własne
Table 3. Data on heat consumption for heating purposes during full seasons in the 2016–2024 period. Source: authors' own study

l.p.	Rok	Zużycie na c.o., GJ/rok	STD, (K·d)/rok	Wskaźnik zużycie /STD, GJ/(K·d)
1	2016/2017	3950	1953,25	2,0222
2	2017/2018	3716	1853,03	2,0053
3	2018/2019	3637	1596,99	2,2774
4	2019/2020	3371	1400,37	2,4072
5	2020/2021	4115	1815,30	2,2668
6	2021/2022	3251	1652,90	1,9668
7	2022/2023	3215	1630,77	1,9714
8	2023/2024	2690	1309,33	2,0544

Na Rysunku 6 przedstawiono w postaci graficznej dane z Tabeli 3, obrazujące zależność wskaźnika *zużycie/STD* dla poszczególnych sezonów poprzedzających montaż układu prognostycznego forHeat. Podstawiając do równania linii trendu (Równanie 9) w miejscu x koniec sezonu ogrzewczego, czyli 2025/2026 (do linii trendu podstawiono końcówkę, czyli 26) otrzymano prognozowany wskaźnik *zużycie/STD* wynoszący 2,0549.

$$y = 1{,}7182x + 655{,}55 \qquad (9)$$

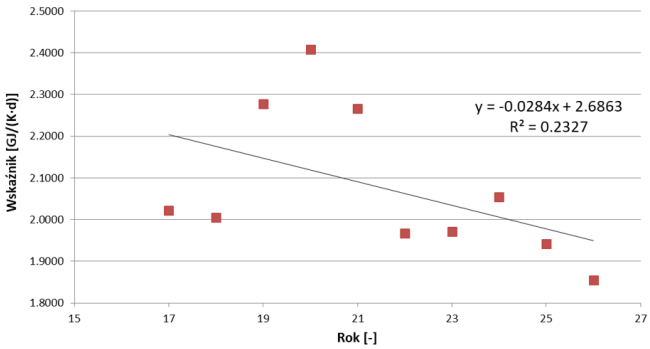


Rysunek 6. Wyznaczenie prognozowanego wskaźnika zużycia ciepła w sezonie 2025/2026 bez układu ForHeat. Źródło: opracowanie własne
Figure 6. Determination of the projected heat consumption rate for the 2025/2026 season without the ForHeat system. Source: authors' own study

Uzupełniając Tabelę 3 o dane pochodzące z sezonu 2024/2025 (w części sezonu działał układ) oraz z 2025/2026, to graficzny obraz uzupełnionych danych wygląda jak na Rysunku 7. Wykres – linia trendu – na Rysunku 7 uwzględnia już rzeczywiste wskaźniki z sezonu 2024/2025 (tylko z części okresu po zamontowaniu układu) i rzeczywisty wskaźnik z całego sezonu 2025/2026. W celu obliczenia oszczędności na wskaźnikach, należy wyznaczyć różnicę pomiędzy prognozą wskaźnika z sezonu 2025/2026 wynoszącego **2,0549**, a wskaźnikiem otrzymanym z rzeczywistych pomiarów zużycia. W tym celu do równania linii trendu (Równanie 10) należy podstawić za x wartości 26 (sezon 2025/2026).

$$y = -0{,}0284x + 2{,}6863 \quad (10)$$

W wyniku tej operacji obliczono wskaźnik równy **1,9479**, który otrzymano po zamontowaniu układu forHeat. Obniżenie wskaźnika w sezonie 2025/2026 można obliczyć natomiast z różnicy prognozy wskaźnika w przypadku, gdyby nie był zamontowany układ forHeat i rzeczywistego wskaźnika otrzymanego z pomiarów w węźle z zamontowanym układem forHeat, który wynosi **0,107** czyli **5,21%** oszczędności wskaźnika.



Rysunek 7. Wyznaczenie wskaźnika zużycia ciepła dla sezonu 2025/2026 z układem ForHeat. Źródło: opracowanie własne
Figure 7. Determination of the heat consumption indicator for the 2025/2026 season with the ForHeat system. Source: authors' own study

Obniżenie wartości analizowanych wskaźników (*zużycie/STD*) nie pozwala na określenie wprost oszczędzonej zużycia ciepła. Z tej przyczyny w dalszej kolejności przedstawiono sposób obliczenia oszczędności w zużyciu ciepła po montażu układu ForHeat, który pozwala na określenie oszczędności finansowych (iloczyn oszczędności w zużyciu ciepła i aktualnej taryfy dostawcy). Kalkulację wykonano dla analizowanego sezonu 2025/2026. Różnicę w zużyciu wyznaczono z Równania 11.

$$\Delta zużycia = \frac{zużycie_{2025/2026}}{wskaźnik_{2025/2026}} \cdot obniżenie_wskaźnika \quad (11)$$

Podstawiając odpowiednie dane dla sezonu 2025/2026, tj. obniżenie wskaźnika wynoszące 0,107, w liczniku – zużycie w sezonie 2025/2026 wynoszące 3375 GJ, w mianowniku – wskaźnik w sezonie 2025/2026 wynoszący 1,9479, to oszczędność w zużyciu ciepła tytułem montażu układu forHeat wyniosła Δzużycia = 3375/1,9479·0,107 = 185,39 GJ.

W przypadku następnego sezonu, 2026/2027, przy hipotetycznie takich samych parametrach zużycia ciepła i liczby stopniodni jak sezonie 2025/2026, obliczone oszczędności za pomocą metody linii trendu wyniosły by 256,14 GJ, czyli prawie 40% więcej niż w poprzednim sezonie. Aspekt ten może być pewną rekompensatą za dużo słabsze wyniki dla pierwszego sezonu z układem forHeat, w stosunku do wcześniej analizowanych metod.

Podsumowanie

Jak wynika z trzech zaprezentowanych przykładów, stopień oszczędności jest nie tylko zależny od zastosowanego przedsięwzięcia termomodernizacyjnego, ale także od metody wykorzystanej do jego udowodnienia. Z trzech ocenianych metod określania oszczędności, metoda ostatnia, zwana linią trendu, dostarcza najmniej optymistyczne wyniki, co wbrew pozorom może być jej zaletą, gdyż założenie najmniej korzystnych warunków brzegowych, może być najbardziej wiarygodne dla potencjalnych użytkowników. Jak wynika z analizy oszczędności uzyskanych z montażu układu forHeat w węźle grupowym w zasobach wybranej Spółdzielni Mieszkaniowej, wszystkie trzy metody wykazują istotne oszczędności zużycia ciepła dostarczanego na potrzeby ogrzewania.

Bibligrafia

Amanowicz, Ł., Ratajczak, K., & Dudkiewicz, E. (2023). Recent Advancements in Ventilation Systems Used to Decrease Energy Consumption in Buildings—Literature Review. *Energies*, 16(4), 1853. https://doi.org/10.3390/en16041853

Cholewa, T. & Siuta-Olcha A. (2022a) forHEAT jako metoda sterowania prognozowego systemem ogrzewania budynku. Część 1: Instalacja i budowa modelu energetycznego. *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*. 53(3), https://doi.org/10.15199/9.2022.3.3

Cholewa, T. & Siuta-Olcha A. (2022b) forHEAT jako metoda sterowania prognozowego systemem ogrzewania budynku. Część 2: Działanie systemu oraz oszczędności zużycia ciepła. *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*. 53(7-8), https://doi.org/10.15199/9.2022.7-8.3

Cholewa, T., Balaras, C.A., Kurnitski, J., Mazzarella, L., Siuta-Olcha, A., Dascalaki, E., Kosonen, R., Lungu, C., Todorovic, M., Nastase, I., Jolas, C., Cakan, M. (2022). Energy Efficient Renovation of Existing Buildings for HVAC Professionals. REHVA GB No.32. Brussels. ISBN 978-2-930521-31-2. Wersja PL: Energetyczna renowacja budynków. Poradnik dla inżynierów HVAC. PZITS 2025. ISBN 978-83-87792-64-0

Jerominko, T. & Cichowicz, R. (2025). Improving the energy efficiency of typical public buildings intended for education purposes located in the temperate climate zone in central and Eastern Europe. *Energy*, 322, 135542, https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.135542

Michnikowski, P. (2025). Sposób wyznaczania temperatury bazowej budynku, patent na wynalazek Pat.248659 udzielony w dniu 10-10-2025.

Michnikowski, P., & Cholewa, T. (2021). On the Use of Base Temperature by Heat Cost Allocation in Buildings. *Energies*, 14(19), 6346. https://doi.org/10.3390/en14196346

Ratajczak, K., Amanowicz, Ł., Pałaszyńska, K., Pawlak, F., & Sinacka, J. (2023). Recent Achievements in Research on Thermal Comfort and Ventilation in the Aspect of Providing People with Appropriate Conditions in Different Types of Buildings—Semi-Systematic Review. *Energies*, 16(17), 6254. https://doi.org/10.3390/en16176254

Skwarczyński, M., Więckiewicz, M. & Dumała, S. (2025). Koncepcje technologiczne systemów wykorzystujących pompy ciepła przeznaczone do budynków przyłączonych i nieprzyłączonych do sieci ciepłowniczej. *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja* 56(10), https://doi.org/10.15199/9.2025.10.1

Trzciński, Ł., & Turski, M. (2026). Hybrydowe węzły cieplne. *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*, 57(2), 9. https://doi.org/10.65545/cow.2026.02.02

Zastrzeżenie: Oświadczenia, opinie i dane przedstawione w publikacjach są wyłączną odpowiedzialnością ich autorów i nie odzwierciedlają stanowiska redakcji *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*. Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek szkody dotyczące osób lub mienia wynikające z idei, metod, zaleceń lub produktów omawianych w treści publikacji. *Artykuł udostępniony na licencji Creative Commons CC BY 4.0.*

Disclaimer: The statements, opinions, and data presented in the publications are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the views of the editorial board of *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja.* The editorial board assumes no responsibility or liability for any injury to persons or damage to property resulting from any ideas, methods, instructions, or products referred to in the content of the publications. *The article is distributed under the Creative Commons CC BY 4.0 license.*



Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Kole
ul. Towarowa 6, 62-600 Koło

oferuje do sprzedaży kocioł parowy Standardkessel:
- typ HD 0202-12 rok budowy 1997
- ciśnienie robocze 10-20 bar, wydajność do 10 T/h
- palnik Weishaupt RGL 70/2-A
- paliwo gaz ziemny GZ50 lub olej opałowy lekki
- wraz z osprzętem, pompami, ekonomizerem

Szczegółowych informacji możemy udzielić:
- telefon +48 63 272 09 00 lub 603 929 797
- kierownikdt@osmkolo.pl



Trzy pytania z praktyki projektowej: uzupełnienie braków, zakres PZT i przyłącza przy zabytkach



Andrzej Falkowski

Przewodniczący Głównej Komisji Legislacyjnej
Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych

Kontynuując cykl odpowiedzi na pytania Czytelników, tym razem zajmiemy się trzema praktycznymi problemami pojawiającymi się przy opracowywaniu dokumentacji budowlanej: skutkami przekroczenia terminu na uzupełnienie projektu, zakresem projektu zagospodarowania działki lub terenu dla sieci uzbrojenia terenu oraz trybem realizacji przyłączy na terenach objętych ochroną konserwatorską.

Na marginesie warto odnotować, że na dzień przygotowania niniejszego tekstu nowe rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, nadal nie zostało opublikowane. Przepisy przejściowe przewidują możliwość stosowania dotychczasowych warunków technicznych w okresie do 20 marca 2028 r. w zakresie wskazanym w ustawie. Nie jest to jednak równoznaczne z prostym przedłużeniem obowiązywania starego rozporządzenia we wszystkich możliwych przypadkach. Ministerstwo Rozwoju i Technologii 18 września poinformowało, że prace nad nowym rozporządzeniem nadal trwają.

1. *Czy po upływie terminu wskazanego w postanowieniu można jeszcze skutecznie uzupełnić projekt budowlany?*

Odpowiedź: tak, jeżeli uzupełnienie nastąpi przed wydaniem decyzji odmownej.

Zgodnie z art. 35 ust. 3 Prawa budowlanego, gdy organ administracji architektoniczno-budowlanej stwierdzi nieprawidłowości w projekcie, nakłada w drodze postanowienia obowiązek ich usunięcia i wyznacza termin. Mogłoby się więc wydawać, że przekroczenie tego terminu automatycznie zamyka drogę do uzyskania pozwolenia na budowę.
Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z 19 marca 2026 r., sygn. II OSK 2407/23, przyjął jednak, że termin ten nie ma charakteru prekluzyjnego, czyli takiego, którego przekroczenie powoduje bezpowrotną utratę uprawnienia do dokonania czynności. Jest to termin procesowy. Jeżeli więc inwestor uzupełni dokumentację już po jego upływie, ale zanim organ wyda decyzję odmowną, samo spóźnienie nie może stanowić podstawy odmowy zatwierdzenia projektu i udzielenia pozwolenia na budowę.
Praktyczny wniosek jest więc taki: terminu z postanowienia nie należy lekceważyć, ale jego kilkudniowe przekroczenie nie musi jeszcze oznaczać przegranej sprawy. Decydujące znaczenie ma to, czy braki zostały skutecznie usunięte przed wydaniem decyzji odmownej.

2. *Czy w PZT dotyczącym sieci wod.-kan. można zamieścić opis techniczny oraz dodatkowe rysunki, np. profile i schematy?*

Odpowiedź: tak.

Art. 34 ust. 3b Prawa budowlanego przewiduje, że w przypadku budowy lub przebudowy urządzeń budowlanych oraz sieci uzbrojenia terenu nie stosuje się wymagań dotyczących projektu architektoniczno-budowlanego i projektu technicznego, jeżeli całość problematyki może być przedstawiona w projekcie zagospodarowania działki lub terenu.
Rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego określa zawartość PZT, ale nie ustanawia zakazu zamieszczania w nim informacji dodatkowych. Co więcej, część opisowa PZT ma obejmować m.in. parametry techniczne sieci i urządzeń uzbrojenia terenu, a przepisy wprost dopuszczają zamieszczanie danych na dodatkowych rysunkach, jeżeli poprawia to czytelność projektu. W przypadku obiektów liniowych część rysunkowa powinna również przedstawiać ich położenie sytuacyjno-wysokościowe.
Nie ma więc przeszkód, aby w opisie PZT znalazły się informacje techniczne dotyczące projektowanej sieci i sposobu jej wykonania, a za częścią zasadniczą zamieszczono np. profil podłużny, schemat hydrantu, studni rewizyjnej czy inne rysunki potrzebne do jednoznacznego przedstawienia rozwiązania. W wielu prostych projektach sieci właśnie takie uzupełnienie PZT pozwala wykazać, że „całość problematyki" została w nim przedstawiona i nie ma potrzeby tworzenia odrębnego projektu technicznego lub wykonawczego, o ile umowa z inwestorem na to pozwala.

3. *Czy przyłącze na obszarze objętym ochroną konserwatorską można wykonać bez zgłoszenia?*

Odpowiedź: w wielu przypadkach tak, korzystając z trybu art. 29a Prawa budowlanego, przy czym niezależnie od tego trzeba spełnić wymagania wynikające z przepisów o ochronie zabytków.

GUNB w interpretacji z czerwca 2026 r. wskazał, że budowa przyłącza na podstawie art. 29a stanowi odrębny tryb realizacji inwestycji i może odbywać się bez pozwolenia na budowę i bez zgłoszenia również przy obiekcie wpisanym do rejestru zabytków albo na obszarze wpisanym do rejestru zabytków. Art. 29 ust. 7, nakazujący w takich

sytuacjach odpowiednio uzyskanie pozwolenia na budowę albo dokonanie zgłoszenia, odnosi się do robót wymienionych w art. 29 ust. 1–4, nie zaś do samodzielnego trybu z art. 29a. Stanowisko GUNB odwołuje się również do wyroku WSA w Gdańsku z 28 lutego 2024 r., sygn. II SA/Gd 684/23.

Nie oznacza to jednak wyłączenia ochrony konserwatorskiej. Jeżeli dla danych robót wymagane jest pozwolenie wojewódzkiego konserwatora zabytków, zgłoszenie konserwatorskie albo spełnienie innych wymagań wynikających z ustawy o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami, obowiązek ten pozostaje.

Trzeba też odróżnić **obszar wpisany do rejestru zabytków** od strefy ochrony konserwatorskiej wyznaczonej jedynie w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Art. 29 ust. 7 Prawa budowlanego odnosi się właśnie do obszaru wpisanego do rejestru; w przypadku ochrony wynikającej wyłącznie z MPZP trzeba natomiast sprawdzić konkretne ustalenia planu oraz przepisy odrębne.

Podsumowując: wybór uproszczonego trybu realizacji przyłącza z art. 29a nie zwalnia z obowiązku sprawdzenia uwarunkowań konserwatorskich, ale sama ochrona zabytków nie oznacza automatycznie konieczności zgłoszenia robót organowi administracji architektoniczno-budowlanej.

Zaproszenie na Konferencję Environmental Protection and Energy 2026

EPAE 2026

ENVIRONMENTAL PROTECTION & ENERGY CONFERENCE

Z przyjemnością zapraszamy do udziału w **XIV edycji Międzynarodowej Konferencji Naukowej Environmental Protection and Energy**, która odbędzie się 4 grudnia 2026 roku. Od wielu lat wydarzenie stanowi międzynarodowe forum wymiany wiedzy i doświadczeń, integrujące środowisko studentów, doktorantów, naukowców oraz ekspertów reprezentujących różne dziedziny związane z ochroną środowiska i energetyką.

Celem konferencji jest stworzenie przestrzeni do prezentacji wyników badań, dyskusji nad aktualnymi wyzwaniami oraz poszukiwania innowacyjnych rozwiązań wspierających zrównoważony rozwój. Program wydarzenia obejmuje zagadnienia dotyczące m.in. ochrony środowiska, ekologii, bioróżnorodności, transformacji energetycznej, gospodarki obiegu zamkniętego oraz nowoczesnych technologii służących ograniczaniu negatywnego wpływu działalności człowieka na środowisko.

Tegoroczna edycja została wzbogacona o nowy obszar tematyczny – **Sustainability and Health**. Blok ten poświęcony będzie relacjom pomiędzy stanem środowiska, zrównoważonym rozwojem a zdrowiem i jakością życia społeczeństwa, stanowiąc odpowiedź na rosnące zainteresowanie tą tematyką w świecie nauki i praktyki.

Uczestnicy będą mogli zaprezentować swoje osiągnięcia podczas sesji referatowych lub posterowych. Dla wygody prelegentów i słuchaczy konferencja zostanie przeprowadzona w formule hybrydowej, umożliwiającej udział zarówno stacjonarny, jak i online.

EPAE 2026 to nie tylko okazja do prezentacji własnych badań, ale również możliwość nawiązania współpracy naukowej, zdobycia nowych inspiracji oraz wymiany doświadczeń z przedstawicielami różnych ośrodków akademickich i instytucji. Konferencja stwarza także możliwość prezentacji oraz rozliczenia efektów realizowanych przedsięwzięć, w tym projektów **PBL (Project-Based Learning)**, projektów badawczych, wdrożeniowych i edukacyjnych.

Autorzy zgłoszonych prac będą mieli możliwość opublikowania wyników swoich badań w recenzowanej monografii pokonferencyjnej oraz w wybranych międzynarodowych czasopismach naukowych.

Dla doktorantów udział w konferencji może stanowić ważny element realizacji założeń Indywidualnych Planów Badawczych oraz rozwoju dorobku naukowego.

Szczegółowe informacje dotyczące konferencji, terminów zgłoszeń oraz rejestracji uczestników dostępne są na stronie internetowej:

www.epae-conference.com

W przypadku pytań zachęcamy do kontaktu pod adresem: EPAE@polsl.pl

Serdecznie zachęcamy do udziału w XIV Konferencji EPAE - wspólnie twórzmy przestrzeń do rozwoju nauki i dobrych praktyk w dziedzinie ochrony środowiska oraz energetyki!

Projekt finansowany ze środków budżetu państwa, przyznanych przez Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego w ramach Programu Wektory Nauki.

Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego

WEKTORY NAUKI

XXX Forum Ciepłowników Polskich – relacja z jubileuszowej edycji

W dniach 13–16 września 2026 r. Międzyzdroje po raz trzydziesty stały się miejscem spotkania polskiego środowiska ciepłowniczego. Jubileuszowe XXX Forum Ciepłowników Polskich zgromadziło 970 uczestników, a w towarzyszącym wydarzeniu FCP EXPO uczestniczyło 35 wystawców. Skala tegorocznej edycji była widoczna nie tylko w liczbach. Program merytoryczny prowadzono równolegle w kilku przestrzeniach, obrady odbywały się m.in. w hotelach Vienna House Amber Baltic i Bel Mare, natomiast FCP EXPO ulokowano w Międzynarodowym Domu Kultury. Przez kilka dni branżowe rozmowy przenosiły się więc z sal konferencyjnych do hotelowych kuluarów, restauracji, przestrzeni wystawienniczej i na ulice Międzyzdrojów.

Forum zaczyna się przed pierwszym panelem

Pierwsi uczestnicy przyjeżdżali już w niedzielę, 13 września. Rejestracja rozpoczęła się o godz. 15.00, a wieczorny program sprzyjał pierwszym spotkaniom i rozmowom przed rozpoczęciem właściwych obrad. W przypadku wydarzenia skupiającego niemal tysiąc osób ten dzień miał znaczenie większe niż tylko organizacyjne. Przy stolikach, podczas kolacji i w kuluarach można było spotkać przedstawicieli przedsiębiorstw ciepłowniczych z różnych części kraju, dostawców technologii, reprezentantów administracji, samorządów i instytucji finansujących.

Już wtedy dało się odczuć skalę jubileuszowej edycji. Forum nie funkcjonowało jako pojedyncza konferencja zamknięta w jednej sali. Kolejne punkty programu rozłożono pomiędzy kilka obiektów, a uczestnicy przemieszczali się między miejscami obrad, ekspozycją i spotkaniami towarzyszącymi. Przy takiej liczbie osób niemal każda przerwa stawała się okazją do kontynuowania dyskusji rozpoczętej podczas panelu albo do krótkiej rozmowy z osobą, którą na co dzień zna się jedynie z korespondencji czy spotkań internetowych.

W poniedziałek rano otwarto FCP EXPO w Międzynarodowym Domu Kultury, a następnie w hotelu Bel Mare rozpoczęła się Sesja Inauguracyjna. Od tego momentu program nabrał dużej intensywności: strategiczne debaty przeplatały się z sesjami partnerskimi i prezentacjami technologicznymi, a część wydarzeń odbywała się równolegle.

Od strategii do warunków jej realizacji

Pierwszą część Sesji Inauguracyjnej stanowiła rozmowa Jacka Szymczaka, prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, z Konradem Wojnarowskim, Podsekretarzem Stanu w Ministerstwie Energii. Punktem wyjścia było pytanie, czy polityka energetyczna, klimatyczna i funduszowa państwa tworzą spójny i wykonalny program transformacji ciepłownictwa.

W rozmowie wracały zagadnienia, które później przewijały się przez kolejne sesje Forum: bezpieczeństwo dostaw, akceptowalna cena ciepła, rentowność i zdolność inwestycyjna przedsiębiorstw, neutralność technologiczna oraz integracja ciepłownictwa z elektroenergetyką i gazownictwem. Omawiano również perspektywę polityki spójności po 2027 r. i rolę samorządów w planowaniu zaopatrzenia w ciepło. Z punktu widzenia przedsiębiorstw szczególnie istotne było zestawienie ambitnych celów transformacyjnych z realnymi możliwościami finansowania i prowadzenia wieloletnich inwestycji.



Źródło: materiały organizatora XXX Forum Ciepłowników Polskich

Następnie odbyła się debata „Strategia Transformacji Ciepłownictwa – czy mamy odpowiednie narzędzia, żeby ją przeprowadzić? Co musimy zmienić, żeby osiągnąć cele?", którą prowadził i moderował Bogusław Regulski, wiceprezes Zarządu IGCP. W panelu uczestniczyli: Renata Mroczek, prezes URE; Józef Matysiak, zastępca prezesa Zarządu NFOŚiGW; Rafał Gawin, dyrektor NCAE, oraz Jerzy Sitko, członek Zarządu PSG.

Rozmowa dotyczyła przede wszystkim warunków, które pozwolą przedsiębiorstwom przełożyć cele transformacji na konkretne inwestycje. Z różnych perspektyw omawiano możliwości rozwoju kogeneracji i wykorzystania paliw gazowych, postępującą elektryfikację ciepłownictwa oraz dostęp do infrastruktury niezbędnej do realizacji nowych przedsięwzięć. Osobną część dyskusji stanowiły kwestie ekonomiczne – regulacja cen ciepła i możliwości finansowania planowanych zmian. W wypowiedziach panelistów powracał problem podejmowania długoterminowych decyzji inwestycyjnych w warunkach zmieniającego się otoczenia oraz konieczność pogodzenia potrzeb przedsiębiorstw z ochroną odbiorców. Dyskusja pokazała tym samym, że o tempie transformacji nie przesądza sama dostępność nowych rozwiązań technicznych – równie istotne są warunki, w których przedsiębiorstwa mogą je planować, finansować i wdrażać.



Źródło: materiały własne



Źródło: materiały organizatora XXX Forum Ciepłowników Polskich

Tytuł „Ambasadora Ciepłownictwa" otrzymali Stanisław Lamczyk i prof. Edward Szczechowiak. Wyróżnienie „Wieloletni Partner IGCP" przyznano firmom UNISOFT Sp. z o.o., ZPU Jońca Sp. z o.o. oraz Danfoss Poland Sp. z o.o. „Dębem Ciepłownictwa" uhonorowano Andrzeja Wyciska, Ryszarda Solę, Wojciecha Skrzypkowiaka, Dariusza Marczewskiego, dr. Artura Kaplara, Kamila Matolicza i Zdzisława Horwata.

Laur Honorowy, przyznawany za szczególny wkład w rozwój polskiego ciepłownictwa oraz wieloletnią pracę na rzecz sektora, otrzymał Andrzej Goździkowski, dyrektor ds. innowacji i rozwoju w Dalkia Polska Energia. Laury za co najmniej 25-letnią pracę na stanowisku kierowniczym w przedsiębiorstwie członkowskim IGCP przyznano Waldemarowi Czarneckiemu (MCS Sp. z o.o. w Zduńskiej Woli), Antoniemu Słomianemu (SFW Energia Sp. z o.o. w Gliwicach) i Janowi Woźniakowi (były prezes ZGC Sp. z o.o. w Tomaszowie Mazowieckim). W kategorii „Wiodące przedsiębiorstwo ciepłownicze" nominacje przyznano w trzech grupach, wyodrębnionych według wielkości rocznej sprzedaży ciepła. Wśród przedsiębiorstw o sprzedaży poniżej 200 tys. GJ nominowano Veolia Szczytno Sp. z o.o., Ciepłownię Sierpc Sp. z o.o. oraz Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. Brodnica. Laureatem w tej grupie zostało Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. Brodnica.

W grupie przedsiębiorstw o rocznej sprzedaży od 200 tys. do 1 mln GJ nominacje otrzymały Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Suwałkach, Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. oraz Przedsiębiorstwo Energetyczne Sp. z o.o. w Siedlcach. Laureatem zostało Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Suwałkach.

W kategorii powyżej 1 mln GJ nominowano Veolia Energia Łódź S.A., Veolia Energia Poznań S.A. oraz Szczecińską Energetykę Cieplną Sp. z o.o. Szczecin. Wyróżnienie otrzymała Veolia Energia Łódź S.A.

Przy jubileuszowej edycji ta część programu miała szczególną wymowę. Lista wyróżnionych obejmowała zarówno osoby z wieloletnim dorobkiem, jak i przedsiębiorstwa o różnej skali działalności oraz firmy od dziesięcioleci współpracujące z sektorem. Przypominała, jak duży wpływ na rozwój ciepłownictwa mają konsekwencja, wiedza i wieloletnie zaangażowanie ludzi, którzy przez lata budują przedsiębiorstwa, wdrażają kolejne rozwiązania i przekazują doświadczenie następnym zespołom.

Ciepło, dane i cyfrowe zarządzanie

W poniedziałkowe popołudnie uwagę uczestników skierowano mocniej na praktykę działania przedsiębiorstw. W sesji ECO SA pod hasłem „Ciepło, które myśli" uczestniczyli Joanna Moczko-Król, dyrektor ds. Innowacji i Rozwoju ECO SA, Tomasz Piętka, dyrektor ds. Handlowych ECO SA, Paweł Hadasik, ekspert ECO SA ds. rynków energii, oraz Grażyna Kołodziej. W centrum znalazły się cyfryzacja, wykorzystanie danych, automatyzacja oraz rozwój nowoczesnych systemów ciepłowniczych.

W wystąpieniach wielokrotnie powracał temat danych jako zasobu pozwalającego lepiej prognozować zapotrzebowanie, optymalizować pracę systemu i wcześniej reagować na możliwe nieprawidłowości. Przedstawiono m.in. wykorzystanie danych pomiarowych i prognoz do optymalizacji pracy węzłów cieplnych. W materiałach z Forum wskazano, że rozwiązanie działa w 300 budynkach, a średnia oszczędność wynosi 8 proc. Mówiono również o planie rozwoju cyfrowych bliźniaków systemów ciepłowniczych.

Cyfryzację przedstawiano jednak nie jako osobny projekt informatyczny, lecz element szerszej zmiany sposobu zarządzania energią. Wśród omawianych kierunków pojawiły się ciepło odpadowe, wodny magazyn ciepła, kogeneracja, pompy ciepła i kotły elektrodowe. Szczególnie interesujący był wątek elastycznego doboru źródła zależnie od bieżących warunków i cen energii. W takim ujęciu nowoczesny system ciepłowniczy staje się układem, w którym technologia wytwarzania, dane i automatyka muszą pracować wspólnie.

Projekty transgraniczne i lokalne uwarunkowania

Inną perspektywę przyniosła sesja Szczecińskiej Energetyki Cieplnej „Transformacja energetyczna: projekty transgraniczne". W panelu uczestniczyli: Adam Kampa, prezes Zarządu SEC; Anna Szotkowska, zastępczyni Prezydenta Miasta Szczecin; Ryszard Sola, prezes Zarządu SEC Region; Lilli Wolny, prezes Zarządu SEC Zgorzelec, oraz Simona Niekrewicz, manager ds. Transformacji Ciepłownictwa E.ON EIS Polska. Moderatorką była Ewa Chmielewska, dyrektor Marketingu i Komunikacji SEC. Omawiano doświadczenia związane z transformacją prowadzoną w wielu lokalizacjach oraz z projektami łączącymi systemy po obu stronach granicy.

Sesja pokazała również zróżnicowanie lokalnych dróg transformacji. SEC prowadzi działania w 15 lokalizacjach, zakładając odejście od węgla do 2030 r. w ramach programu Coalexit. Jednym z omawianych kierunków była współpraca transgraniczna – od 2015 r. funkcjonuje połączenie systemów Słubic i Frankfurtu nad Odrą, natomiast kolejne przedsięwzięcie przygotowywane jest dla Zgorzelca i Görlitz. Realizacja takich projektów wymaga uwzględnienia odmiennych uwarunkowań prawnych i technicznych.

W dyskusji zwrócono także uwagę na potrzebę elastycznego podejścia do poszczególnych systemów, rozwój wieloźródłowości oraz znaczenie kompetencji i finansowania w procesie transformacji. Perspektywę samorządu przedstawiła Anna Szotkowska, wiceprezydent Szczecina, wskazując na odpowiedzialność miasta wobec mieszkańców.

Dekarbonizacja: technologia musi spotkać się z ekonomią

Wtorkową część programu otworzyła rozbudowana sesja Grupy Veolia w Polsce „Skuteczna transformacja polskiego ciepłownictwa w procesie dekarbonizacji – najbardziej dostępne, efektywne i sprawdzone technologie". Moderował ją dr hab. Filip Elżanowski, radca prawny. W panelu uczestniczyli: Konrad Wojnarowski, podsekretarz stanu w Ministerstwie Energii; Renata Mroczek, prezes URE; Krzysztof Zamasz, wiceprezes Zarządu Veolia; Mariusz Michałek, prezes Zarządu PGE Energia Ciepła. Andrzej Gajewski, prezes Zarządu Orlen Termika; Marcin Staniszewski, prezes Zarządu Tauron Ciepło; Marcin Lewandowski, prezes Zarządu GPEC, oraz Paweł Kupczak, prezes Zarządu MPEC w Nowym Sączu.

Dyskusja obejmowała szerokie spektrum technologii i ograniczeń praktycznych. Dużo miejsca poświęcono biomasie – zarówno jej roli w miksie, jak i przyszłej dostępności oraz cenie. Pojawiły się również gaz jako paliwo przejściowe, geotermia,

odzysk energii z odpadów, wykorzystanie oczyszczonej wody oraz rozwiązania pozwalające aktywniej zarządzać temperaturą po stronie odbiorcy.

Ważnym wątkiem była dostępność zasobów. W przypadku nowych źródeł nie wystarczy ocenić sprawności urządzenia czy kosztu jego zakupu. Trzeba uwzględnić paliwo, energię elektryczną, wodę, możliwości przyłączeniowe, koszty eksploatacji i wpływ inwestycji na przyszłą cenę ciepła. Paneliści podkreślali także znaczenie tempa procedur. Wieloletnie postępowania administracyjne mogą opóźnić inwestycję niezależnie od tego, czy technologia jest już dojrzała i czy przedsiębiorstwo ma zapewnione finansowanie.



Źródło: materiały organizatora XXX Forum Ciepłowników Polskich

W dyskusji stale obecna była perspektywa odbiorcy. Transformacja musi prowadzić do ograniczenia emisyjności, ale jednocześnie system powinien pozostać bezpieczny i ekonomicznie dostępny. Z tego względu decyzje technologiczne coraz częściej wymagają analizy całego lokalnego układu, a nie wyboru jednego dominującego źródła. Znaczenie mają przy tym stabilne warunki regulacyjne i długofalowe planowanie inwestycji – wybór kierunku rozwoju nie powinien wynikać wyłącznie z dostępności konkretnej technologii czy źródła finansowania.

3xCEO – zarządzanie transformacją z perspektywy przedsiębiorstw

Podczas rozmowy „3xCEO" przy jednym stole zasiedli Marcin Lewandowski Prezes Zarządu GPEC, , Paweł Orłof Prezes Veolia Energia Warszawa SA, i Piotr Dziubałtowski Wiceprezes Polskiej Grupy Energetycznej.. Format sprzyjał spojrzeniu na transformację nie od strony pojedynczego urządzenia czy programu wsparcia, lecz decyzji zarządczych podejmowanych w przedsiębiorstwach.

Rozmawiano o inwestycjach, ekonomice projektów, relacjach z samorządami i odpowiedzialności wobec odbiorców. Paneliści zwracali uwagę, że samorząd powinien mieć możliwie jasną wizję przyszłego systemu ciepłowniczego, natomiast przedsiębiorstwa dysponują wiedzą pozwalającą ocenić techniczne i ekonomiczne konsekwencje poszczególnych wariantów. Podkreślano również znaczenie współpracy i partnerstwa przy realizacji nowych przedsięwzięć.

W trakcie rozmowy mocno wybrzmiała kwestia opłacalności. Projekty dekarbonizacyjne muszą być możliwe do sfinansowania i utrzymania, a ich koszty nie mogą być analizowane w oderwaniu od sytuacji odbiorców. Przyszłość sektora była więc rozpatrywana jako połączenie technologii, zarządzania, finansów, współpracy z miastami oraz rosnącej aktywności samych klientów.

Magazyny ciepła i elastyczność systemu

Kolejnym przykładem przejścia od koncepcji do konkretnej inwestycji była sesja PEC Gliwice „Magazyny ciepła – fundament transformacji energetycznej". W panelu uczestniczyli Krzysztof Szaliński, prezes Zarządu PEC Gliwice; Stephan Hofmaier, dyrektor ds. Sprzedaży i Rozwoju Biznesu BILFINGER, oraz Jacek Szempliński, prezes Zarządu AB Industry. Prowadzącym był Adam Sosnowski, rzecznik prasowy PEC Gliwice. Uczestnicy mogli zobaczyć poprzez połączenie na żywo plac budowy Parku Zielonej Energii w Gliwicach.

Centralnym elementem prezentowanego układu jest krótkoterminowy magazyn ciepła o pojemności 12 tys. m^3 i 700 MWh, współpracujący z dużą termiczną farmą solarną. Jego zadaniem jest przejmowanie nadwyżek energii i oddawanie ich do sieci w innym czasie. W praktyce magazyn pozwala rozdzielić moment wytworzenia ciepła od momentu jego wykorzystania. Rozwiązanie zwiększa elastyczność systemu i pozwala lepiej wykorzystywać energię wytwarzaną przez współpracujące źródła.

Od finansowania do inwestycji

Praktyczny charakter miała sesja Fortum „Od finansowania do inwestycji". Dyskusja koncentrowała się na tym, co dzieje się pomiędzy decyzją o kierunku transformacji a uruchomieniem gotowej instalacji. Omawiano modele finansowania, montaż finansowy, przygotowanie business case'ów, ryzyko regulacyjne i bariery inwestycyjne, a także projekty Power-to-Heat, magazyny ciepła, modernizację sieci oraz nowe źródła.

Przy finansowaniu transformacji zwracano uwagę przede wszystkim na długoterminowy charakter inwestycji ciepłowniczych. Decyzja o realizacji projektu wymaga oceny jego opłacalności także w warunkach, które mogą znacząco zmienić się w kolejnych latach. Dlatego obok możliwości pozyskania kapitału istotne są trwałość założeń ekonomicznych oraz przewidywalność otoczenia regulacyjnego.

Z punktu widzenia mniejszych przedsiębiorstw dodatkową barierą jest zaplecze potrzebne do przygotowania projektów i wniosków o finansowanie. Sam dostęp do środków nie przesądza więc o możliwości realizacji inwestycji – znaczenie mają również kompetencje organizacyjne, jakość przygotowania projektu i sprawność procedur.



Źródło: materiały organizatora XXX Forum Ciepłowników Polskich

Dni Nowych Technologii – 16 prezentacji i szeroki przekrój rozwiązań

Równolegle do głównych sesji odbywały się Dni Nowych Technologii, podzielone na cztery bloki. Sesję I prowadzili dr hab. inż. Małgorzata Kwestarz i prof. dr hab. Andrzej Osiadacz. W programie znalazły się prezentacje: „Cyfrowa odporność ciepłownictwa – systemy, cyberbezpieczeństwo i ciągłość działania" (GPEC PROJEKT sp. z o.o.), „Ciepłownictwo w procesie zmian. Dialog o wyzwaniach, decyzjach i konkurencyjności" (myORLEN sp. z o.o.), „Dywersyfikacja źródeł wytwarzania ciepła – pompy ciepła

i kotły elektryczne" (Viessmann sp. z o.o. A Carrier Company), „SimNet Heat – pakiet do symulacji sieci ciepłowniczych" (Fluid Systems sp. z o.o.) oraz „Pompy ciepła NH3 1–20 MW jako element dekarbonizacji systemu ciepłowniczego" (Frizo sp. z o.o.).

Sesję II prowadził prof. dr hab. Janusz Lewandowski. Obejmowała ona wystąpienia: „Systemy wspomagania decyzji w ciepłownictwie" (energopomiar sp. z o.o.), „Polska Spółka Gazownictwa a transformacja ciepłownictwa" (Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.), „Dwie perspektywy inwestycji w kotłownię biomasową" (HERZ Armatura i Systemy Grzewcze sp. z o.o.) oraz „Transformacja energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne" (Alfa Laval Polska sp. z o.o.).

Sesję III prowadził prof. dr hab. Wojciech Bujalski. W tej części przedstawiono: „Zdywersyfikowany miks paliwowy z udziałem ciepła odpadowego odpowiedzią na potrzeby klientów Grupy Veolia term" (Veolia term SA), „Grundfos iGRID w praktyce: Zasilanie z powrotu jako sposób zwiększenia możliwości sieci ciepłowniczej. Case study: iGRID STC SEC Szczecin" (GRUNDFOS Pompy sp. z o.o.), „Cyfryzacja zarządzania biomasą" (UAB Baltpool) oraz „Mobilne rozwiązania kontenerowe dla ciepłownictwa na podstawie polskich realizacji" (LOOS Centrum sp. z o.o.).

Sesję IV prowadził Zarząd Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie. Znalazły się w niej prezentacje: „Realizacja inwestycji w ciepłownictwie: od koncepcji do nowoczesnych modeli finansowania" (Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.), „ZSI UNISOFT – dziś to coś więcej, niż tylko ERP. 40 lat doświadczeń w cyfryzacji polskiego ciepłownictwa" (UNISOFT sp. z o.o.) oraz „Dekarbonizacja Subregionu Wałbrzyskiego i ograniczenie emisji gazów cieplarnianych poprzez transformację infrastruktury energetycznej Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej S.A. w Wałbrzychu" (Envirotech sp. z o.o.).

FCP EXPO – przestrzeń prezentacji i spotkań

Ważną częścią XXX Forum było FCP EXPO, które w Międzynarodowym Domu Kultury zgromadziło 35 wystawców. Ekspozycja uzupełniała program merytoryczny o możliwość bezpośredniego zapoznania się z ofertą firm dostarczających technologie i rozwiązania dla ciepłownictwa. Stoiska były również miejscem rozmów przedstawicieli przedsiębiorstw z producentami, wykonawcami i dostawcami usług.

Duża liczba uczestników sprawiała, że okazji do branżowych spotkań nie brakowało również podczas przerw i wspólnych posiłków. W jednym miejscu spotkali się przedstawiciele przedsiębiorstw ciepłowniczych, administracji, samorządów, firm technologicznych, projektantów, doradców oraz instytucji związanych z finansowaniem inwestycji. Rozmowy prowadzone pomiędzy kolejnymi punktami programu pozwalały wymieniać doświadczenia dotyczące realizowanych inwestycji, stosowanych technologii czy problemów regulacyjnych i organizacyjnych, a także nawiązywać nowe kontakty zawodowe.

Podsumowanie: wspólne problemy, różne drogi

Ostatnim merytorycznym punktem była Sesja Podsumowująca prowadzona przez Zarząd Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie. W panelu uczestniczyli: Andrzej Gajewski z ORLEN Termika, Grzegorz Krystek z PGE EC, Sebastian Paszkowski z PEC Biała Podlaska, Paweł Sobierajski z MPEC Rypin, Marek Szabałowski z MEC Szczecinek oraz Dariusz Wawrzyniak z BPEC. Zestawienie przedstawicieli przedsiębiorstw o różnej skali pozwoliło skonfrontować problemy dużych systemów z doświadczeniami mniejszych podmiotów.

Wśród wniosków ponownie pojawiła się potrzeba zmian regulacyjnych i przyspieszenia procesu inwestycyjnego. Paneliści wskazywali na długotrwałe procedury administracyjne, które mogą blokować przedsięwzięcia mimo dostępności technologii i finansowania. Powracał również temat dywersyfikacji. Zarówno duże, jak i mniejsze systemy potrzebują różnych źródeł i paliw, aby ograniczać ryzyko uzależnienia od jednego rozwiązania.

Istotne miejsce zajęła współpraca ciepłownictwa z elektroenergetyką i gazownictwem. Rosnąca elektryfikacja zwiększa znaczenie sieci elektroenergetycznych i warunków przyłączeniowych, natomiast gaz w części projektów nadal jest rozpatrywany jako element przejścia od węgla do bardziej zróżnicowanego miksu. Współzależności między sektorami oznaczają, że planowanie transformacji ciepłownictwa nie może odbywać się w oderwaniu od rozwoju pozostałej infrastruktury energetycznej.



Źródło: materiały organizatora XXX Forum Ciepłowników Polskich

Dyskusja zwróciła również uwagę na różnice pomiędzy przedsiębiorstwami. Krajowe cele i ramy regulacyjne są wspólne, lecz lokalne zasoby, możliwości finansowe, stan sieci, dostęp do energii i paliw oraz potrzeby odbiorców są odmienne. Dlatego w praktyce potrzebna jest dywersyfikacja technologii i możliwość dopasowania inwestycji do warunków konkretnego systemu, przy jednoczesnym zapewnieniu stabilnych zasad działania.

Trzydziesta edycja i znaczenie bezpośredniego spotkania

Po trzydziestu edycjach Forum Ciepłowników Polskich pozostaje miejscem, w którym obok strategicznych debat można skonfrontować je z doświadczeniem osób prowadzących inwestycje w konkretnych przedsiębiorstwach. W Międzyzdrojach rozmowa o transformacji obejmowała jednocześnie regulacje, finansowanie, technologie, zasoby, cyfryzację, samorządy i odbiorców. Taki przekrój odpowiada sytuacji sektora, w którym żadnego z tych elementów nie da się już rozpatrywać osobno.

Jubileuszowa edycja wyróżniała się skalą i frekwencją, ale jej wartość wynikała przede wszystkim z koncentracji środowiska branżowego w jednym miejscu. Oficjalne sesje porządkowały najważniejsze problemy, natomiast rozmowy pomiędzy nimi pozwalały zejść do poziomu konkretnych doświadczeń i decyzji. Właśnie tam – przy stoiskach FCP EXPO, podczas posiłków, w hotelowych kuluarach i w drodze między lokalizacjami – wiele tematów z prezentacji zyskiwało praktyczny ciąg dalszy.

Bezpośrednia wymiana doświadczeń pozostaje istotnym elementem Forum. Przy tak szerokim zakresie zmian zachodzących w ciepłownictwie możliwość rozmowy o realizowanych inwestycjach, napotykanych problemach i przyjmowanych rozwiązaniach pozwala spojrzeć na transformację z perspektywy różnych przedsiębiorstw. XXX Forum pokazało, że choć drogi jej realizacji są różne, wiele wyzwań – związanych z finansowaniem, regulacjami, technologią i prowadzeniem inwestycji – pozostaje wspólnych dla całej branży.

Agnieszka Chojnacka

NOWOCZESNE PRZEDSIĘBIORSTWO CIEPŁOWNICZE
BEZPIECZEŃSTWO, EFEKTYWNOŚĆ I INNOWACJE

XXIII KONFERENCJA TECHNICZNA

JÓZEFÓW k. WARSZAWY | 4-6 XI 2026

Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie zaprasza na: XXIII Konferencję Techniczną, która odbędzie się w dniach 4-6 XI 2026 r. w Hotelu Holiday Inn w Józefowie k. Warszawy przy ul. Telimeny 1.

PLANOWANY PROGRAM MERYTORYCZNY KONFERENCJI

- Finansowanie transformacji ciepłownictwa – aktualne programy wsparcia i kierunki finansowania inwestycji
- Ciepło ze ścieków w miejskim systemie ciepłowniczym – doświadczenia z realizacji projektu WROMPA we Wrocławiu. Studium przypadku
- Kiedy magazyn ciepła się opłaca? Techniczne i ekonomiczne kryteria inwestycyjne na przykładzie ORLEN Termika
- Nowa rola wysokosprawnej kogeneracji w systemach ciepłowniczych – usługi bilansujące, rynek mocy i elastyczność.
- Transformacja małego przedsiębiorstwa ciepłowniczego – doświadczenia MPEC Nowy Sącz. Studium przypadku
- Kotły elektryczne w ciepłownictwie systemowym – techniczne i ekonomiczne warunki zastosowania na przykładzie kotłów elektrodowych ECO Opole
- Power-to-Heat z perspektywy operatorów systemów dystrybucyjnych – możliwości, ograniczenia i warunki rozwoju
- Cyberbezpieczeństwo przedsiębiorstw ciepłowniczych w świetle wymagań NIS2 oraz KSC
- Małe reaktory modułowe (SMR) – możliwości zastosowania na potrzeby systemów ciepłowniczych
- Aktualne regulacje unijne i krajowe w kontekście wykorzystywanych technologii w transformacji sektora
- Prezentacje technologii wspierających transformację przedsiębiorstw ciepłowniczych

Szczegóły, w tym zaproszenie i karta zgłoszenia:
www.igcp.pl

Izba Gospodarcza
Ciepłownictwo Polskie

Patronat medialny: COW | INSTAL

Energia dla wsi – nowy nabór na inwestycje w energię odnawialną od NFOŚiGW

NARODOWY FUNDUSZ OCHRONY ŚRODOWISKA i GOSPODARKI WODNEJ

Dofinansowane przez Unię Europejską
System handlu emisjami
Fundusz Modernizacyjny

Warszawa, 28 września 2026 r.

Rolnicy i spółdzielnie energetyczne mogą liczyć na wsparcie inwestycji w odnawialne źródła energii i magazyny w ramach programu Energia dla wsi. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) uruchomi 1 października trzeci nabór wniosków w programie z budżetem 400 mln zł.

- **Nabór potrwa od 1 października do 31 stycznia 2027 r.**
- **Łączny budżet programu priorytetowego Energia dla Wsi to 3 mld zł.**
- **Finansowanie programu pochodzi ze środków Funduszu Modernizacyjnego.**

Energia dla wsi przyczynia się zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym, a także rozwija gospodarkę obiegu zamkniętego. Dla rolników oznacza to większą niezależność energetyczną gospodarstw, dzięki rozwojowi OZE i magazynowania energii, pomoc w zagospodarowaniu substratów z rolnictwa i docelowo obniżenie kosztów wytwarzania produktów rolnych. Dotychczas największym zainteresowaniem cieszyły się dotacje na inwestycje w biogazownie.

Dofinansowanie będzie można uzyskać na budowę:

- instalacji fotowoltaicznych,
- instalacji wiatrowych,
- elektrowni wodnych,
- biogazowni/ biogazowni rolniczych w warunkach wysokosprawnej kogeneracji,
- magazynu energii (zintegrowany ze źródłem realizowanym w ramach jednej z inwestycji).

Forma dofinansowania:

- dotacja 45-65% kosztów kwalifikowanych,
- pożyczka do 100% kosztów kwalifikowanych.

Intensywność pomocy uzależniona będzie m.in. od rodzaju podmiotu ubiegającego się o wsparcie, rodzaju instalacji OZE i jej mocy.

Beneficjentami programu mogą być rolnicy oraz spółdzielnie energetyczne lub jej członkowie.

Z programu Energia dla wsi, NFOŚiGW podpisał 164 umowy na łączną kwotę prawie 740 mln zł (dotacje i pożyczki). Dofinansowanie objęło: 103 biogazownie rolnicze, instalację fotowoltaiczną i elektrownię wodną.

Link do naboru: Nabór wniosków 2026 w programie Energia dla Wsi – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej – Portal Gov.pl

Fundusz Modernizacyjny to instrument finansowy zasilony środkami ze sprzedaży 4,5 proc. ogólnej puli uprawnień do emisji CO_2 w ramach unijnego systemu handlu emisjami EU-ETS. Sprzedaż tych uprawnień jest dokonywana w półrocznych transzach przez Europejski Bank Inwestycyjny. Pieniądze te wspierają modernizację systemu energetycznego, poprawę efektywności energetycznej i zeroemisyjny transport w Polsce i 12 innych krajach Unii Europejskiej. Zgodnie z ustawą o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, funkcję Krajowego Operatora Funduszu Modernizacyjnego pełni NFOŚiGW.

Dodatkowe środki dla beneficjentów programu NaszEauto

KRAJOWY PLAN ODBUDOWY | Rzeczpospolita Polska | Sfinansowane przez Unię Europejską NextGenerationEU | NARODOWY FUNDUSZ OCHRONY ŚRODOWISKA i GOSPODARKI WODNEJ

Warszawa, 1 października 2026 r.

W programie NaszEauto, finansowanym ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO), zwiększono budżet przeznaczony na wypłaty dofinansowania o ponad 82 mln zł. Dzięki dodatkowym środkom możliwe będzie objęcie wsparciem wnioskodawców, którzy złożyli wnioski w trybie warunkowym, przy uwzględnieniu wyników oceny wniosków i zatwierdzeniu ich do dofinansowania.

- **Budżet programu został zwiększony z 1,18 mld zł do 1,26 mld zł.**
- **Alokacja programu wzrosła o ponad 82 mln zł.**
- **Zapewniono środki na sfinansowanie wszystkich pozytywnie ocenionych wniosków spełniających warunki programu.**

– Zwiększenie budżetu programu NaszEauto jest odpowiedzią na bardzo duże zainteresowanie Polaków transportem zeroemisyjnym. To dobra wiadomość dla beneficjentów oraz kolejny krok w kierunku czystszego i nowoczesnego transportu w Polsce. Elektromobilność jest dziś jednym z kluczowych kierunków transformacji sektora transportu, dlatego NFOŚiGW konsekwentnie wspiera jej rozwój na wielu poziomach. Dodatkowe środki pozwolą sfinansować wszystkie pozytywnie ocenione wnioski spełniające warunki programu, a jednocześnie jeszcze skuteczniej wspierać rozwój rynku pojazdów elektrycznych oraz działania na rzecz poprawy jakości powietrza – mówi Paweł Augustyn, Zastępca Prezesa Zarządu NFOŚiGW.

Program NaszEauto cieszył się dużym zainteresowaniem. Budżet programu, który wynosił 1,18 mld zł, został wyczerpany 27 stycznia 2026 r. Od tego dnia, aż do zakończenia naboru tj. do 30 kwietnia 2026 r., wnioski były przyjmowane w trybie warunkowym. Zawarcie umów o dofinansowanie oraz wypłata środków dla tej grupy wnioskodawców zostały uzależnione od dostępności środków.

W odpowiedzi na bardzo dużą liczbę złożonych wniosków, Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) wraz z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) podjęli decyzję o zwiększeniu budżetu programu do ponad 1,26 mld zł. Zmiana ta wynika z potrzeby objęcia wsparciem możliwie jak największej liczby beneficjentów. W programie NaszEauto złożono ok. 40 tys. wniosków o dofinansowanie. Proces ich oceny dobiega końca, a dotychczas podpisano ponad 37 tys. umów. Informacje o statusie rozpatrywania wniosku, a także o ewentualnej konieczności uzupełnienia dokumentacji, są przekazywane wnioskodawcom za pośrednictwem Generatora Wniosków o Dofinansowanie (GWD) oraz na adres poczty elektronicznej wskazany we wniosku. Program NaszEauto jest jednym z kluczowych instrumentów wspierających rozwój elektromobilności w Polsce. Dofinansowanie zakupu, leasingu i wynajmu długoterminowego nowych pojazdów zeroemisyjnych przyczynia się do ograniczenia zużycia paliw kopalnych w transporcie, poprawy jakości powietrza oraz redukcji emisji zanieczyszczeń.

Aktualne informacje dotyczące programu dostępne są na stronie: naszeauto.gov.pl.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
ul. Pańska 97, 00-834 Warszawa
tel.: +48 22 45 90 800
www.nfosigw.gov.pl
e-mail: fundusz@nfosigw.gov.pl
NIP: 522-00-18-559

NFOŚiGW przeznacza miliard złotych na dotacje do magazynów energii prosumentów

NARODOWY FUNDUSZ OCHRONY ŚRODOWISKA i GOSPODARKI WODNEJ

Dofinansowane przez Unię Europejską
System handlu emisjami
Fundusz Modernizacyjny

Warszawa, 2 października 2026 r.

Od 20 października 2026 r. właściciele mikroinstalacji OZE będą mogli ubiegać się o dofinansowanie do przydomowych magazynów energii. Na realizację programu „Dofinansowanie przydomowych magazynów energii – część 2", Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przeznacza 1 mld z**ł ze środków Funduszu Modernizacyjnego.**

- **Nabór wniosków rozpocznie się 20 października 2026 r. i potrwa do 1 października 2027 r. lub do wyczerpania środków.**
- **Beneficjentami wsparcia mogą być prosumenci posiadający mikroinstalację OZE przyłączoną do sieci elektroenergetycznej.**
- **Maksymalna wysokość wsparcia wyniesie do 19 tys. zł dla jednego Punktu Poboru Energii (PPE).**
- **Program ma zwiększyć autokonsumpcję energii z OZE, poprawić bezpieczeństwo energetyczne gospodarstw domowych oraz wesprzeć stabilną pracę krajowej sieci elektroenergetycznej.**

– *Rozwój energetyki prosumenckiej w Polsce wchodzi w kolejny etap. Przez ostatnie lata wspieraliśmy inwestycje w mikroinstalacje fotowoltaiczne, a dziś coraz większego znaczenia nabiera efektywne wykorzystanie wyprodukowanej energii. Magazyny energii i magazyny ciepła pozwalają zatrzymać energię na własne potrzeby, zwiększają bezpieczeństwo energetyczne gospodarstw domowych i wspierają stabilną pracę krajowego systemu elektroenergetycznego. Dlatego uruchamiamy kolejny program, wspierający rozwój magazynowania energii w polskich domach. Przyczyni się on do zwiększenia autokonsumpcji energii produkowanej w mikroinstalacjach prosumenckich, a w konsekwencji do niższych rachunków za energię* – mówi Paweł Augustyn, Zastępca Prezesa Zarządu NFOŚiGW.

Magazynowanie energii staje się jednym z najważniejszych kierunków rozwoju energetyki prosumenckiej. Dotychczas w ramach programów realizowanych przez NFOŚiGW złożono już ponad 99 tys. wniosków na przydomowe magazyny energii o łącznej pojemności przekraczającej 900 MWh. Nowy program finansowany z Funduszu Modernizacyjnego koncentruje się wyłącznie na wspieraniu tego obszaru.

Dotacje na przydomowe magazyny energii

- Wsparcie będzie można uzyskać na zakup i montaż:
- magazynu energii elektrycznej,
- magazynu ciepła,
- falownika hybrydowego lub urządzenia równoważnego, jeżeli jest ono niezbędne do współpracy magazynu energii z instalacją OZE.

Magazyn energii objęty dofinansowaniem musi posiadać pojemność nominalną wynoszącą co najmniej **10 kWh,** a jednocześnie jego pojemność musi być r**ówna lub większa od dwukrotności mocy szczytowej współpracującej instalacji PV.**

Takie rozwiązanie ma zapewnić, że wspierane urządzenia będą realnie zwiększać autokonsumpcję energii i przynosić wymierne korzyści zarówno użytkownikom, jak i systemowi elektroenergetycznemu.

Dofinansowanie do magazynu energii wyniesie do 30 proc. kosztów kwalifikowanych, jednak nie więcej niż **800 zł** za **1 kWh** pojemności nominalnej. Maksymalna kwota wsparcia wyniesie **16 tys.** zł **dla prosumentów rozliczających się w systemie net-billing** oraz **8 tys. zł dla prosumentów rozliczających się w systemie net-metering.**

W przypadku **magazynów ciepła wsparcie wyniesie do 30 proc. kosztów kwalifikowanych, jednak nie więcej niż 1 tys. zł.**

Większe bezpieczeństwo i nowoczesne zarządzanie energią

Nowością programu jest obowiązkowe wyposażenie magazynów energii w system zarządzania energią (EMS), który umożliwia inteligentne sterowanie przepływem energii pomiędzy instalacją OZE, magazynem energii, magazynem ciepła i odbiornikami energii w gospodarstwie domowym.

Dodatkowo magazyny energii będą musiały zapewniać możliwość tzw. pracy wyspowej, czyli zasilania awaryjnego podczas przerw w dostawach energii z sieci elektroenergetycznej.

Program premiuje również urządzenia wyprodukowane na terenie Unii Europejskiej. Beneficjenci będą mogli otrzymać dodatkową premię do 2 tys. zł za zakup magazynu energii łącznie z falownikiem wyprodukowanych w UE. Dofinansowaniu podlegać będą wyłącznie magazyny ciepła wyprodukowane na terenie UE.

Jak złożyć wniosek?

Wnioski będzie można składać od 20 października 2026 r. od godz. 9.00, wyłącznie elektronicznie za pośrednictwem Generatora Wniosków o Dofinansowanie (GWD).

Kwalifikowane będą wydatki poniesione od 1 listopada 2025 r. Jednym z obowiązkowych załączników do wniosku o dofinansowanie magazynu energii będzie potwierdzenie przyłączenia mikroinstalacji OZE wraz z magazynem energii do sieci elektroenergetycznej, zawierające m.in. dane instalacji oraz numer Punktu Poboru Energii.

Szczegółowe informacje o programie, dokumentacja naboru oraz odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania będą dostępne na stronie przydomowemagazyny.gov.pl.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
ul. Pańska 97, 00-834 Warszawa
tel.: +48 22 45 90 800

www.nfosigw.gov.pl
e-mail: fundusz@nfosigw.gov.pl
NIP: 522-00-18-559

Słońce, woda, biomasa – szansą na zaspokojenie potrzeb energetycznych

Zapraszamy na bezpłatne warsztaty w CENWIS Politechniki Świętokrzyskiej

16 listopada 2026 r. | Kielce

Jak sprostać rosnącym potrzebom energetycznym i jednocześnie postawić na czyste, lokalne źródła energii? Odpowiedzi poszukamy wspólnie podczas warsztatów, które łączą wiedzę naukową z praktyką przemysłu i pozwalają zobaczyć technologie odnawialne „na żywo".

Co nas czeka?

- **Prelekcje ekspertów branży** – swoje rozwiązania i doświadczenia zaprezentują firmy Instytut OZE, KEZO Centrum Badawcze PAN, Klaster Gospodarki Cyrkularnej i Recyklingu oraz Laboratorium Fotowoltaicznego PAN w Kozach.
- **Dyskusja** – czas na pytania, wymianę opinii i szukanie odpowiedzi na wyzwania związane z wdrażaniem odnawialnych źródeł energii.
- **Pokazy laboratoryjne** – zobaczymy, jak bada się turbiny wodne, oraz jak wygląda testowanie urządzeń z wykorzystaniem emitera światła słonecznego, który pozwala odtwarzać warunki nasłonecznienia niezależnie od pogody.
- **Rozmowy w kuluarach** – okazja do nawiązania kontaktów między nauką, biznesem i samorządem, także przy kawie.
- **Zwiedzanie laboratoriów** – wizyta w 7 laboratoriach CENWIS, w tym tych zajmujących się energetyką słoneczną, wodną, biomasą stałą i biogazem.

Dlaczego warto przyjść?

Warsztaty są skierowane do przedsiębiorców, projektantów, instalatorów, przedstawicieli samorządów, studentów oraz wszystkich zainteresowanych energetyką odnawialną. To szansa, by poznać nowoczesne technologie, zobaczyć zaplecze badawcze regionu i porozmawiać bezpośrednio z naukowcami oraz praktykami.

Organizatorzy

Laboratorium Fizyki Budowli, Energetyki Słonecznej i Wodnej oraz Laboratorium Biomasy Stałej i Energetyki Biogazowej działające w ramach CENWIS Politechniki Świętokrzyskiej.

Miejsce

Budynek CENWIS, Al. Tysiąclecia Państwa Polskiego 7, 25-314 Kielce

Udział bezpłatny. Przewidziano przerwę kawową.

Rejestracja: www.cenwis.tu.kielce.pl

CENWIS Centrum Naukowo-Wdrożeniowe Politechniki Świętokrzyskiej

Politechnika Świętokrzyska

Sprawozdanie z uroczystych obchodów 70-lecia PZITS Oddział w Kielcach

W dniu 11 września 2026 roku w Grand Hotelu w Kielcach odbyła się uroczysta gala z okazji jubileuszu 70-lecia działalności Oddziału Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych w Kielcach. Wydarzenie, zorganizowane przez Zarząd Oddziału, zgromadziło około 50 uczestników, wśród których znaleźli się członkowie Zrzeszenia oraz zaproszeni Goście, przedstawiciele środowisk naukowych, zawodowych, samorządowych i branżowych. Uroczystość została objęta patronatem honorowym Wojewody Świętokrzyskiego Józefa Bryka.

Galę rozpoczął kol. Łukasz Bąk, który powitał zgromadzonych gości, podkreślając znaczenie siedemdziesięcioletniej działalności Kieleckiego Oddziału PZITS na rzecz rozwoju inżynierii sanitarnej, budownictwa oraz integracji środowiska technicznego regionu.



Następnie głos zabrał Prezes Zarządu Oddziału PZITS w Kielcach, kol. Jacek Olszewski, który na wstępie poprosił o uczczenie chwilą ciszy pamięć zmarłych w ostatnich 10-ciu latach koleżanek i kolegów z Oddziału Kieleckiego. W swoim wystąpieniu Prezes podziękował za przybycie gościom w tym przedstawicielom sponsorów oraz członkom Stowarzyszenia. Kol. Prezes podkreślił szczególny charakter wydarzenia oraz znaczenie wieloletniej działalności naszego Stowarzyszenia w regionie świętokrzyskim i poza nim.

Jednym z głównych punktów uroczystości było wręczenie odznak honorowych PZITS. Aktu dekoracji dokonała Pani Prezes Zarządu Głównego, Anna Bogdan wraz z Prezesem Zarządu Oddziału Jackiem Olszewskim. Odznaki Honorowe PZITS „Złote z Diamentem", otrzymali: Edward Biały, Danuta Brymerska, Henryk Milcarz, Adolf Przygodzki, Lech Szpaderski, Zbigniew Wojciechowski oraz Aleksander Zgadzaj, Odznakami „Złotymi" uhonorowano Grzegorza Stefańskiego i Zbigniewa Wojciechowskiego. Odznaki „Srebrne" otrzymali: Katarzyna Biały, Joanna Muszyńska, Sylwia Wciślik, Paweł Wojciechowski oraz Ewa Zender-Świercz. Przyznanie honorowych odznak stanowiło wyraz uznania dla wieloletniego zaangażowania wyróżnionych osób w działalność i rozwój Zrzeszenia.

W dalszej części uroczystości wystąpiła Pani Prezes Zarządu Głównego PZITS Anna Bogdan, a następnie głos zabrali zaproszeni goście reprezentujący środowiska zawodowe, samorządowe i branżowe.

Ważnym elementem obchodów jubileuszowych było również przygotowanie okolicznościowej monografii poświęconej 70-letniej historii Kieleckiego Oddziału PZITS. Publikacja zawiera rys historyczny działalności Oddziału oraz artykuły o tematyce branżowej, opracowane między innymi przez ekspertów z Politechniki Świętokrzyskiej. Wydawnictwo stanowi zarówno dokumentację dorobku minionych siedmiu dekad, jak i trwały ślad jubileuszowych obchodów.



Oficjalną część gali zakończył Prezes Jacek Olszewski, dziękując wszystkim uczestnikom za obecność, wieloletnią współpracę i zaangażowanie w działalność PZITS oraz składając życzenia dalszych sukcesów zawodowych i osobistych. Następnie prowadzący uroczystość zaprosił zgromadzonych na uroczystą kolację, po której odbyła się część integracyjna.



Jubileusz 70-lecia Oddziału PZITS w Kielcach był okazją do podsumowania wieloletniego dorobku organizacji, uhonorowania zasłużonych członków oraz podkreślenia roli Zrzeszenia w rozwoju środowiska inżynierów i techników sanitarnych regionu świętokrzyskiego. Spotkanie stało się również sposobnością do odnowienia kontaktów zawodowych i koleżeńskich oraz wspólnego spojrzenia na przyszłość działalności Oddziału.

Nadchodzące Wydarzenia

Szkolenie: NetSystem 5 – nowe możliwości w projektowaniu sieci kanalizacyjnych i wodociągowych

Szkolenie poświęcone będzie praktycznemu wykorzystaniu programu NetSystem 5 w projektowaniu sieci kanalizacyjnych i wodociągowych. Uczestnicy poznają pełną ścieżkę projektową – od przygotowania danych i modelu terenu, przez projektowanie i obliczenia sieci, po analizę kolizji, roboty ziemne, tworzenie profili oraz przygotowanie dokumentacji projektowej.

Wykładowca: Marta Pszczółka - InstalSoft
Termin: 4 listopada 2026 r., godz. 11:00–14:00
Miejsce: szkolenie online
Szczegóły: pzits.com.pl/index.php/szkolenia-seminaryjne

Szkolenie: Pompownie ścieków – oszczędzanie energii oraz zapobieganie awariom – monitorowanie pracy pompowni ścieków

Szkolenie poświęcone będzie zagadnieniom związanym z projektowaniem, eksploatacją i monitorowaniem pompowni ścieków, ze szczególnym uwzględnieniem oszczędzania energii i zapobiegania awariom. Omówione zostaną m.in. zasady doboru pomp, rozwiązania stosowane w pompowniach i tłoczniach ścieków, zabezpieczenia przed uderzeniem hydraulicznym oraz metody oceny pracy i niezawodności przepompowni.

Wykładowca: Damian Rackiewicz - WILO
Termin: 17 listopada 2026 r., godz. 11:00–14:00
Miejsce: szkolenie online
Szczegóły: pzits.com.pl/index.php/szkolenia-seminaryjne

Gdańska Fundacja Wody: II Forum Otwartej Eksploatacji – jak nie powielać błędów

Forum poświęcone będzie praktycznym doświadczeniom związanym z eksploatacją oczyszczalni ścieków komunalnych. Praktycy z Polski i zagranicy przedstawią rzeczywiste przykłady problemów, błędów i sprawdzonych rozwiązań stosowanych w codziennej pracy oczyszczalni. Wydarzenie będzie również przestrzenią do wymiany wiedzy, dyskusji z ekspertami oraz poznania dobrych praktyk branży wodno-kanalizacyjnej.

Termin: 23–25 listopada 2026 r.
Miejsce: Hotel Mercure, Gdańsk Stare Miasto
Szczegóły: https://gfw.pl/szkolenia/ii-forum-otwartej-eksploatacji-jak-nie-powielac-bledow-oczyszczalnie-sciekow-komunalnych

Szkolenie: Zgrzewanie doczołowe i elektrooporowe rur z tworzyw sztucznych

Trzydniowe szkolenie poświęcone zgrzewaniu elektrooporowemu i doczołowemu rur z polietylenu (PE), prowadzone zgodnie z normą PN-EN 13067. Program obejmuje zajęcia teoretyczne oraz praktyczne ćwiczenia na urządzeniach zgrzewających, przygotowujące uczestników do prawidłowego wykonywania połączeń rurociągów z PE. W trzecim dniu przewidziane są egzaminy, w tym możliwość przystąpienia do egzaminu praktycznego UDT.

Termin: 25–27 listopada 2026 r.
Miejsce: Budynek NOT we Wrocławiu przy ul. J. Piłsudskiego 74 (p. 230)
Szczegóły: https://www.pzits.not.pl/zgrzew.html

III Ogólnopolska Olimpiada Wiedzy i Umiejętności Instalacyjnych

Ogólnopolska Olimpiada Wiedzy i Umiejętności Instalacyjnych skierowana jest przede wszystkim do uczniów szkół branżowych i techników. Uczestnicy sprawdzają swoją wiedzę i umiejętności z zakresu instalacji wodociągowych, kanalizacyjnych, grzewczych i gazowych. Rywalizacja odbywa się w trzech etapach: szkolnym, okręgowym i centralnym, a jej celem jest również rozwijanie kompetencji zawodowych oraz współpracy pomiędzy szkolnictwem a branżą instalacyjną.

Termin: I etap – 20 listopada 2026 r.; II etap – 5 marca 2027 r.; III etap – 9 kwietnia 2027 r
Miejsce: Branżowe Centrum Umiejętności nr 2 w Żywcu
Szczegóły: https://www.olimpiadawui.polsl.pl