DOI: 10.15199/17.2025.5.5

Analiza techniczno-ekonomiczna wykorzystania ciepła wód powierzchniowych na potrzeby miejskiej sieci ciepłowniczej

Technical and Economic Analysis of Utilizing Surface Water Heat for Urban District Heating Network

Dagmara Sypniewska, Małgorzata Kwestarz*

Słowa kluczowe: *efektywne systemy ciepłownicze, wielkoskalowa pompa ciepła, dekarbonizacja ciepłownictwa*

Streszczenie
W artykule przeprowadzono analizę techniczno-ekonomiczną instalacji pompy ciepła, wykorzystującej wodę z Wisły jako dolne źródło ciepła dla Warszawskiego Systemu Ciepłowniczego. Oceniono trzy warianty mocy (5, 15 i 30 MWt) oraz trzy modele finansowania inwestycji (pełne finansowanie własne, kredyt, dofinansowanie). Przeprowadzono również ocenę środowiskową, wskazującą na istotną redukcję emisji CO_2 oraz wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w systemie ciepłowniczym. Pracę wykonano w ramach stypendium finansowanego przez Veolię Energię Warszawa.

Keywords: *large-scale heat pump, efficient district heating systems, decarbonization of district heating*

Abstract
The article presents a techno-economic analysis of a river-source heat pump installation using water from the Vistula River as the heat source for the Warsaw District Heating System. Three power variants (5, 15, and 30 MWt) and three investment financing models (full self-financing, bank loan, and partial funding support) were evaluated. An environmental assessment was also conducted, indicating a significant reduction in CO_2 emissions and an increase in the share of renewable energy sources in the district heating system. The analysis was conducted as part of a scholarship funded by Veolia Energia Warszawa.

1. Wstęp

Zgodnie z celami polityki klimatycznej Unii Europejskiej, priorytetowe znaczenie zyskały ochrona środowiska oraz redukcja emisji gazów cieplarnianych, stanowiące istotny element transformacji energetycznej państw członkowskich. W odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną i cieplną oraz konieczność ograniczenia wpływu sektora energetycznego na klimat, UE wdrożyła szereg inicjatyw legislacyjnych, w tym pakiet „Fit for 55". Jego celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r. względem poziomu z 1990 r. oraz osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. [22]. W kontekście dekarbonizacji, sektor ciepłowniczy stoi przed wyzwaniami związanymi z poprawą efektywności energetycznej i ograniczeniem emisji CO_2. Jednocześnie rosnące koszty eksploatacji systemów ciepłowniczych wymuszają poszukiwanie alternatywnych źródeł ciepła, które będą, zarówno technicznie wykonalne, jak i ekonomicznie uzasadnione. Jednym z rozwiązań wspierających rozwój niskoemisyjnych systemów ciepłowniczych, jest wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (OZE), w szczególności technologii pomp ciepła. W ostatnich latach coraz większe znaczenie zyskują wielkoskalowe pompy ciepła, definiowane jako urządzenia o mocy przekraczającej zazwyczaj 100 kW, choć w ciepłownictwie granica ta może wynosić 0,5 MW lub więcej. Ich zasada działania opiera się na termodynamicznym obiegu sprężania pary. Coraz częściej stosuje się pompy ciepła, wykorzystujące energię z wód powierzchniowych – mórz, jezior czy rzek. Polska, z uwagi na rozwiniętą sieć hydrograficzną, posiada znaczny, w dużej mierze niewykorzystany, potencjał energetyczny. Wiele miast – w tym Warszawa, Kraków, Wrocław, Poznań i Gdańsk – leży nad dużymi rzekami, co stwarza sprzyjające warunki do wdrażania tego typu rozwiązań. Woda rzeczna, ze względu na swoje właściwości termiczne i dostępność, może stanowić efektywne dolne źródło ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych. Przykładem zastosowania tej technologii jest pompa ciepła, której dolnym źródłem ciepła jest woda rzeczna w Mannheim o mocy 20 MWt, uruchomiona w październiku 2023 r. Niniejszy artykuł koncentruje się na analizie możliwości zastosowania pompy ciepła, wykorzystującej wodę rzeczną jako dolne źródło ciepła w Warszawskim Systemie Ciepłowniczym, jako technicznie i ekonomicznie uzasadnioną alternatywę dla konwencjonalnych źródeł ciepła, umożliwiającą poprawę efektywności energetycznej oraz redukcję emisji CO_2. Celem pracy jest ocena potencjału tego rozwiązania w ujęciu technicznym, ekonomicznym i środowiskowym.

* **Dagmara Sypniewska,** mgr inż.; **Małgorzata Kwestarz,** dr hab. inż., Politechnika Warszawska, Wydział Inżynierii Środowiska, Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, e-mail: malgorzata.kwestarz@pw.edu.pl

2. Metoda badań

W celu przeprowadzenia analizy możliwości implementacji pompy ciepła, której dolnym źródłem ciepła jest woda rzeczna, oszacowano potencjał energetyczny Wisły. Wykorzystano dane archiwalne z lat 2019–2022, pochodzące ze stacji hydrologicznej Warszawa-Bulwary, prowadzonej przez IMGW-PIB. Pomiary obejmowały stan wody [cm] oraz przepływ [m³/s], klasyfikowane według wartości maksymalnych, minimalnych i średnich [13]. Na podstawie danych temperaturowych, pozyskanych z punktu pomiarowego Veolii Energia Warszawa S.A., określono średnie miesięczne temperatury wody w Wiśle. Przyjmując gęstość wody oraz różnicę temperatur (ΔT = 5°C), wyliczono potencjał energetyczny rzeki. Następnie opracowano zależność pomiędzy temperaturą zewnętrzną a temperaturą wody w Wiśle, a także wykorzystano tabelę regulacyjną, zgodną z parametrami warszawskiej sieci ciepłowniczej. Dane te posłużyły do sformułowania zapytań ofertowych, skierowanych do producentów urządzeń z zakresu wymiany ciepła. Na podstawie uzyskanych odpowiedzi dokonano porównania trzech wariantów mocy: 5 MWt, 15 MWt i 30 MWt, co umożliwiło opracowanie wstępnej koncepcji technicznej instalacji. Kolejnym krokiem było określenie lokalizacji potencjalnej inwestycji, co – z uwagi na obowiązujący program Natura 2000, występowanie licznych siedlisk wzdłuż brzegu Wisły oraz wymóg uzyskania pozwoleń wodnoprawnych – stanowi jedno z głównych wyzwań związanych z realizacją tego typu instalacji. W wyniku przeprowadzonej analizy terenów nadrzecznych, za najbardziej optymalną lokalizację uznano brzeg Kanału Żerańskiego. Dalsza część opracowania zawiera wariantową analizę ekonomiczną, obejmującą kalkulację kosztów inwestycyjnych (CAPEX) i operacyjnych (OPEX), a także wyznaczenie podstawowych wskaźników opłacalności inwestycji: SPBT, NPV oraz IRR. W analizie uwzględniono trzy scenariusze finansowania: pełne finansowanie przez przedsiębiorstwo, częściowe finansowanie kredytem oraz dofinansowanie inwestycji ze źródeł zewnętrznych. Dodatkowo oszacowano poziom emisji unikniętej. Tak przeprowadzona analiza stanowi podstawę do sformułowania dalszych wniosków.

2.1. Przegląd wielkoskalowych pomp ciepła wykorzystujących wody powierzchniowe

W obliczu rosnącego zapotrzebowania na zrównoważone i efektywne energetycznie rozwiązania grzewcze, pompy ciepła zasilane energią z wód powierzchniowych zyskują na znaczeniu. Technologia ta, wykorzystująca naturalną energię cieplną zgromadzoną w rzekach, jeziorach i morzach, stanowi alternatywę dla konwencjonalnych systemów ogrzewania i chłodzenia. Coraz więcej systemów ciepłowniczych wdraża takie instalacje. Przełomowym momentem w europejskim miksie energetycznym było uruchomienie innowacyjnej pompy ciepła o mocy około 20 MWt, której dolnym źródłem jest rzeka Ren. Do wytworzenia tej mocy cieplnej urządzenie zużywa 7 MWe energii elektrycznej, co pozwala na pokrycie zapotrzebowania na ciepło dla około 3500 gospodarstw domowych oraz ogranicza emisję CO_2 o blisko 10 000 ton rocznie. Jest to obecnie największa w Europie pompa ciepła wykorzystująca wodę rzeczną jako dolne źródło ciepła. Temperatura wody w rzece Ren w Mannheim w okresie letnim osiąga wartości nawet do 25°C, natomiast zimą jest znacznie niższa i nie przekracza 5°C. Taka temperatura jest wystarczająca, aby odparować czynnik grzewczy w pompie ciepła, który odbierany jest przez wodę odprowadzaną bezpośrednio do sieci ciepłowniczej lub magazynów ciepła o pojemności 1500 MWh. Instalacja umożliwia osiągnięcie temperatury zasilania w zakresie 83–99°C. Średni sezonowy współczynnik COP wynosi 2,7, przy czym jego wartość zależy od temperatury wody w rzece i wymaganej temperatury w systemie, co skutkuje niższą efektywnością w miesiącach zimowych. W rezultacie, w okresie zimowym wydajność pompy ciepła jest niższa niż w okresie letnim. Wykorzystana infrastruktura nie wymaga ingerencji w brzeg ani koryto rzeki. W trakcie pracy pompy ciepła niewielka ilość wody rzecznej jest pobierana, a następnie oddawana po ochłodzeniu o kilka stopni. Z uwagi na fakt, że wykorzystywana jest nieznaczna ilość wody z Renu, bardzo trudno jest oszacować ochłodzenia wody w rzece. W porównaniu do procesu pobierania wody do celów chłodniczych, gdzie ogrzana woda jest ponownie wprowadzana do rzeki, ochładzanie Renu w tym przypadku jest korzystne, zwłaszcza w kontekście wzrostu temperatury rzeki wskutek zmian klimatycznych. Czynnikiem chłodniczym w tej pompie ciepła jest czynnik R-1234ze(E), który przepływa w obiegu zamkniętym. Podczas bezawaryjnej pracy urządzenia, nie powinien mieć możliwości przedostania się do Renu. Mimo to, w ramach środków bezpieczeństwa, funkcjonuje system wykrywania czynnika chłodniczego w rzece. Zgodnie z danymi udostępnionymi przez firmę Grosskraftwerk Mannheim AG (GKM), inwestycja ta kosztowała około 15 milionów euro [10][11][24]. W krajach skandynawskich obserwuje się dynamiczny rozwój dużych instalacji pomp ciepła, opartych na wodach powierzchniowych. W Oslo wdrożono rozwiązania oparte na ściekach komunalnych oraz wodach fiordu Oslo. Przykładem jest instalacja w Skøyen o mocy 18,4 MW, działająca od 2006 r., oraz system w dzielnicy Fornebu, wykorzystujący wodę morską do generacji 26 MW mocy cieplnej [5][15]. Podobnie w Drammen, ciepło z fiordu Drammenfjord zasila miejską sieć ciepłowniczą za pośrednictwem instalacji pomp ciepła, w których czynnikiem roboczym jest amoniak. System ten pokrywa około 85% lokalnego zapotrzebowania na ciepło użytkowe. W Danii, miasto Esbjerg uruchomiło największą na świecie morską pompę ciepła o mocy 50 MW, zasilaną energią z farm wiatrowych. Urządzenie wykorzystuje dwutlenek węgla jako czynnik roboczy, co pozwala na elastyczne zarządzanie systemem i stabilizację sieci [4]. Jeszcze większą instalację planuje się w mieście Aalborg – 132 MW, składającą się z trzech jednostek po 44 MW, mającą pokryć jedną trzecią zapotrzebowania miasta. W Szwecji i Finlandii również funkcjonują zaawansowane systemy. W Sztokholmie funkcjonuje instalacja Värtan Ropsten o mocy 180 MW, wykorzystująca wodę z Morza Bałtyckiego jako dolne źródło ciepła [2][6]. Z kolei w Helsinkach system Katri Vala, zlokalizowany w podziemnej jaskini, łączy ścieki i wodę morską jako źródła ciepła i chłodu, osiągając 165 MW mocy cieplnej i 100 MW mocy chłodniczej. Obie instalacje stanowią elementy miejskich strategii neutralności klimatycznej. W Wielkiej Brytanii, w Gateshead, wdrożono instalację pomp ciepła o mocy 6 MW, wykorzystującą wodę z nieczynnych kopalń węgla, ogrzewaną geotermalnie. Projekt ten znacząco redukuje emisję CO_2 i wzmacnia lokalne bezpieczeństwo energetyczne, jednocześnie honorując dziedzictwo górnictwa węglowego [9]. Analogiczne rozwiązanie zastosowano w Jaworznie, gdzie Zakład Górniczy Sobieski wykorzystuje wodę kopalnianą do ogrzewania łaźni górniczych, przy łącznej mocy 420 kW [20].

Podsumowując, wymienione powyżej przykłady instalacji pomp ciepła stanowią doskonały wzór wykorzystania potencjału wód powierzchniowych, dowodząc, że rzeki i morza mogą pełnić istotną rolę jako dolne źródła ciepła. Technologie te wspierają transformację energetyczną, umożliwiając efektywną, opłacalną i niskoemisyjną produkcję ciepła przy jednoczesnym wykorzystaniu lokalnych zasobów odnawialnych.

2.2. Parametry

Wisła, najdłuższa rzeka w Polsce, pełni wiele istotnych funkcji w naszym kraju. Jest nie tylko ważnym elementem ekosystemu, zapewniającym siedlisko dla różnorodnych gatunków flory i fauny, ale także kluczowym szlakiem komunikacyjnym i transportowym. Wisła stanowi również ogromny, dotychczas w dużej mierze niewykorzystany potencjał jako źródło energii odnawialnej. Aby dobrać optymalną moc instalacji pompy ciepła, wykorzystującej wodę rzeczną jako dolne źródło ciepła, należy oszacować możliwości

energetyczne Wisły. Proces ten wymaga analizy szeregu parametrów, które charakteryzują rzekę i jej otoczenie. Do najważniejszych czynników, które należy wziąć pod uwagę, należą:

- przepływ wody w Wiśle,
- temperatura wody,
- stan wody,
- temperatura zewnętrzna – jej wpływ na efektywność pracy pompy ciepła i zapotrzebowanie na energię,
- sezonowość wszystkich wymienionych parametrów.

Potencjał energetyczny rzeki określa ilość energii, którą można pozyskać w ciągu roku z zasobu rzecznego, za pomocą współczesnych technologii przetwarzania energii. Potencjał rzeki można wyznaczyć za pomocą następującego wzoru:

$$Potencjał = C_p \cdot \Delta t \cdot \rho \cdot V \quad (1)$$

gdzie: C_p– ciepło właściwe wody w rzece [kJ/kgK]; Δt– różnica temperatur o jaką zostanie ochłodzona woda rzeczna [°C]; ρ – gęstość wody [kg/m^3]; V – przepływ wody w Wiśle [m^3/s].

Do dalszych obliczeń przyjęto gęstość wody wynoszącą 997 kg/m^3, a różnica temperatur, o jaką zostanie ochłodzona woda w rzece, wynosi 5°C. Ciepło właściwe wody zostało wyliczone za pomocą kalkulatora termodynamicznego i w zależności od temperatury wody, oscyluje między 4180 a 4220 kJ/kgK. Na podstawie danych udostępnionych przez IMGW PIB dla stacji hydrologicznej Warszawa-Bulwary obliczono średnie miesięczne przepływy wody w Wiśle przedstawione na rys. 1.

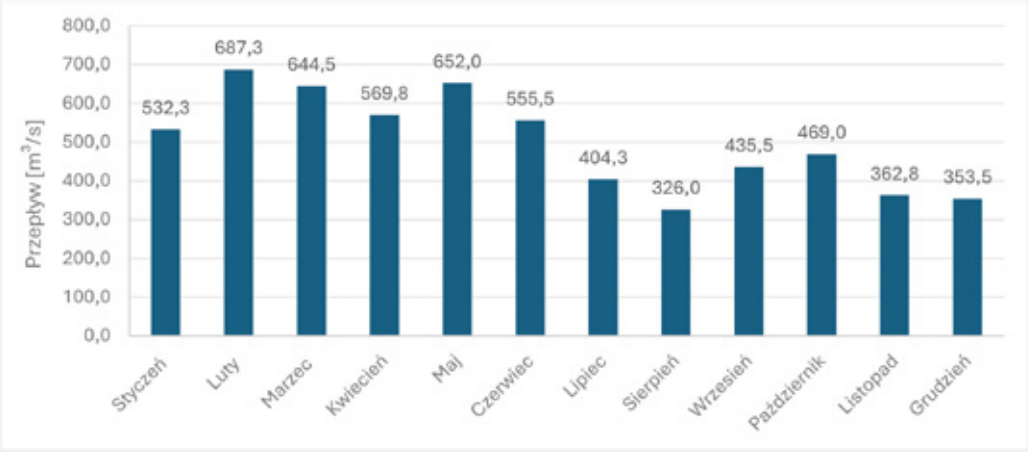
Powyższe dane pozwoliły na oszacowanie minimalnego potencjału energetycznego Wisły wynoszącego około 6,8 GW. Kolejnym znaczącym parametrem jest temperatura wody w Wiśle. Zmienność temperatury wody w rzece w okresie od 01.08.2023 do 01.08.2024 przedstawiono na rys. 2.

Jednym z podstawowych założeń prawidłowej pracy pompy ciepła jest utrzymanie temperatury wody w rzece powyżej 5°C, co stanowi warunek konieczny. Na podstawie danych pomiarowych zebranych w okresie od 01.08.2023 r. do 01.08.2024 r. w ujęciu godzinowym, określono średnie miesięczne temperatury wody w Wiśle. W miesiącach grudniu i styczniu warunek ten nie został spełniony. Oznacza to, że pompa nie będzie mogła pracować przez cały rok kalendarzowy, a jej przybliżony czas pracy wyniósłby około 6800 godzin rocznie. W celu scharakteryzowania temperatury wody w rzece, przyjęto korelację pomiędzy temperaturą wody w Wiśle a temperaturą zewnętrzną, przedstawioną na rys.3.

Gdy temperatura zewnętrzna przekracza 2°C, temperatura wody rzecznej osiąga wartości powyżej 5°C, co umożliwia prawidłową pracę pompy ciepła. Poniżej tej wartości eksploatacja urządzenia staje się niemożliwa, co należy uwzględnić przy planowaniu pracy systemu grzewczego. Biorą pod uwagę zależność temperatury wody w Wiśle od temperatury zewnętrznej oraz tabelę regulacyjną opracowaną na potrzeby funkcjonowania instalacji odzysku ciepła, dokonano zestawienia głównych parametrów, wymaganych do doboru odpowiedniego rozwiązania technicznego.

2.3. Koncepcja instalacji pompy ciepła wykorzystującej wodę z Wisły jako dolne źródło ciepła

Mając na uwadze największą obecnie w Europie pompę ciepła, wykorzystującą wodę rzeczną jako dolne źródło ciepła – instalację na Renie w Mannheim o mocy około 20 MW – oraz uwzględniając potencjał energetyczny Wisły, w dalszej części analizy dokonano doboru odpowiednich mocy instalacji pompy ciepła, wykorzystującej wodę

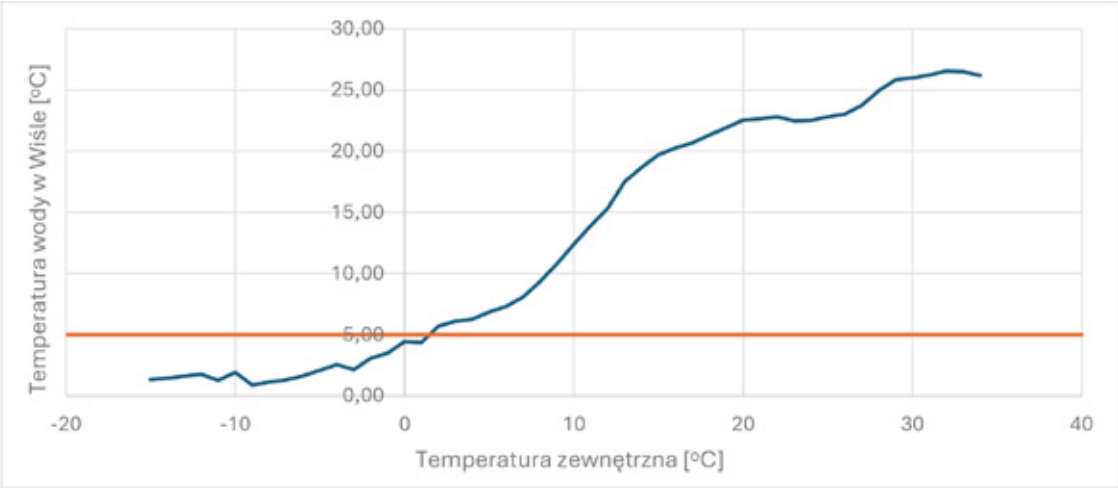


Rys. 1. Średnie miesięczne przepływy wody w Wiśle w latach 2019-2022 [12]

Fig. 1. Average Monthly Water Flows in the Vistula River in the Years 2019–2022 [12]

Rys. 2. Temperatura wody w Wiśle w okresie 01.08.2023 r. - 01.08.2024 r.

Fig. 2. Water Temperature in the Vistula River in the Period from August 1, 2023 to August 1, 2024



Rys. 3. Uśredniona zależność temperatury w Wiśle od temperatury zewnętrznej

Fig. 3. Average Relationship Between Vistula River Water Temperature and Ambient Air Temperature

rzeczną z Wisły jako dolne źródło ciepła. W tym celu nawiązano kontakt z przedsiębiorstwami, specjalizującymi się w produkcji urządzeń z zakresu wymiany ciepła. Na podstawie przeprowadzonych konsultacji oraz analizy dostępnych rozwiązań, określono trzy warianty mocy grzewczej instalacji stacji pomp ciepła: 5 MWt, 15 MWt oraz 30 MWt, które stanowią podstawę do dalszej analizy ekonomicznej. W opracowanej koncepcji stacji pomp ciepła o mocy 5 MWt przewidziano układ kaskadowy, składający się z trzech jednostek. Każda z nich wyposażona jest w sprężarki śrubowe, z których jedna pełni funkcję nadrzędną i zarządza pracą pozostałych. Taka konfiguracja umożliwia optymalną regulację mocy cieplnej oraz zapewnia wysoką efektywność pracy całego systemu. Dobór zestawu pomp ciepła przewiduje osiągnięcie mocy 5 MW, przy temperaturze zewnętrznej 8°C, z możliwością uzyskania ponad 8 MW w warunkach optymalnych. Wszystkie jednostki pracują z wykorzystaniem czynnika grzewczego R1234ze(E), który wyróżnia się niskim współczynnikiem globalnego ocieplenia (GWP). Wybór tego czynnika jest zgodny z obowiązującymi regulacjami środowiskowymi i pozwala na minimalizację wpływu instalacji na emisję gazów cieplarnianych. Maksymalny sezonowy współczynnik wydajności (SCOP) dla tej instalacji wynosi 3,91 i osiągany jest dla temperatury wlotowej 24,6°C. Cena jednego zestawu szacowana jest na 2,9 mln € netto [7]. Ze względu na niską temperaturę wody rzecznej pompy ciepła nie mogą być zasilane bezpośrednio. Konieczne jest zastosowanie wymiennika pośredniego (2K), w którym medium dolnego źródła stanowi 25-procentowy roztwór glikolu propylenowego. Na podstawie punktów pracy pompy ciepła uzupełniono koncepcję o lutowany wymiennik płytowy o mocy 5 MW, pracujący w układzie przeciwprądowym. Koszt takiego wymiennika oszacowano na ok. 350 000 zł [1]. Osiągnięcie kolejnej założonej mocy grzewczej – 15 MW – wymaga zastosowania trzech zestawów o mocy 5 MW każdy. W ramach wariantu o mocy grzewczej 30 MWt zaproponowano kompleksowe rozwiązanie zintegrowanej pompy ciepła o mocy 30 MWt i mocy silnika 10,5 MW, przeznaczonej do współpracy z istniejącymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi. Jest to model pompy ciepła, który może wykorzystywać wodę morską, ścieki, wodę procesową, powietrze czy energię geotermalną jako dolne źródło ciepła. Pompa ciepła może zasilać sieć ciepłowniczą w zakresie temperatur do 100°C. Cechuje się wysoką elastycznością operacyjną i możliwością szybkiej regulacji obciążenia, nawet do 30%. Model ten składa się z: dochładzacza, skraplacza, oddzielacza wilgoci, zbiornika rozprężnego, parownika, sprężarki, silnika elektrycznego, zaworu regulacyjnego, zaworu obejściowego, kierownic wlotowych oraz przekładni. Czynnikiem roboczym jest R1234ze(E). Maksymalny sezonowy współczynnik wydajności (SCOP) tej instalacji wynosi 4,40 i osiągany jest przy temperaturze wlotowej 26,19°C. Kolejnym istotnym aspektem przedstawionej koncepcji jest dobór odpowiedniego wymiennika ciepła. Doświadczenia eksploatacyjne wskazują, że najlepsze rezultaty uzyskuje się przy zastosowaniu rozwiązań standardowych i modułowych. Wśród dostępnych typów parowników wyróżnia się dwa główne: ociekowy oraz płaszczowo-rurowy, z których ten drugi jest szczególnie często stosowany w instalacjach, wykorzystujących wodę rzeczną jako dolne źródło ciepła. Parownik ociekowy to wymiennik ciepła, w którym medium chłodnicze spływa grawitacyjnie po powierzchni wymiany ciepła, co umożliwia efektywny transfer energii z medium zewnętrznego, np. wody rzecznej. Urządzenie cechuje się wysoką sprawnością przy niewielkich różnicach ciśnień, prostą konstrukcją, łatwą konserwacją i długą żywotnością. Parownik płaszczowo-rurowy to wydajny wymiennik ciepła, w którym medium chłodnicze przepływa przez wnętrze rur, a medium dolnego źródła (np. woda rzeczna) opływa je od zewnątrz. Taka konstrukcja zapewnia skuteczną wymianę ciepła, wysoką odporność na zanieczyszczenia oraz możliwość pracy przy dużym ciśnieniu i wysokich przepływach. Dzięki temu parowniki tego typu sprawdzają się w dużych instalacjach przemysłowych i ciepłowniczych, również w zmiennych warunkach temperaturowych. Cechują się również prostą konserwacją, trwałością oraz możliwością realizacji w formie modułowej. Przykładem takiego rozwiązania jest instalacja pompy ciepła nad Renem w Mannheim, gdzie woda rzeczna pobierana jest specjalnym ujęciem z pompowni i kierowana do parownika. Unika się rozwiązań niestandardowych, co przekłada się na niezawodność, efektywność energetyczną i łatwość eksploatacji. Koszt urządzeń wchodzących w skład instalacji, w tym również urządzeń pomocniczych, oszacowano na około 15 mln euro [25].

2.4. Dobór lokalizacji

Dobór lokalizacji instalacji pompy ciepła jest procesem złożonym, wymagającym uwzględnienia zarówno aspektów środowiskowych, jak i technicznych. Kluczowe znaczenie ma unikanie obszarów objętych ochroną przyrody, takich jak rezerwaty czy tereny wchodzące w skład sieci Natura 2000, aby ograniczyć ingerencję w ekosystem rzeki. Szczególnie istotne są regulacje wynikające z dyrektyw unijnych – ptasiej i siedliskowej – na podstawie których wyznaczono obszary chronione wzdłuż Wisły, m.in. w Warszawie. Na podstawie powyższych dyrektyw wyznaczone zostały dwa typy obszarów:

- obszary specjalnej ochrony ptaków (OSO),
- obszary mające znaczenie dla wspólnoty (OZW), późniejsze specjalne obszary ochrony siedlisk (SOO)[18][21].

Na terenie województwa mazowieckiego obszary Natura 2000 obejmują powierzchnię około 466 497 ha, co stanowi około 13,12% całkowitej powierzchni województwa. Obszar Wisły w obrębie miasta stołecznego Warszawy jest w praktyce w całości objęty ochroną krajobrazu. Wzdłuż całego odcinka Wisły wyzna-

czone zostały obszary ptasie, w ramach programu Natura 2000. Na terenie Warszawy znajduje się kilka rezerwatów, z czego dwa z nich są usytuowane w bliskim sąsiedztwie Wisły lub stanowią jej część. Jednym z nich jest Rezerwat Przyrody Wyspy Zawadowskie, zlokalizowany w południowej części Warszawy. Część tego rezerwatu leży w granicach dzielnicy Wilanów, a pozostała znajduje się poza granicami administracyjnymi miasta. Rezerwat powstał w celu ochrony ekosystemów wodnych środkowego biegu Wisły i obejmuje wyspy, mielizny oraz wody płynące. Na jego obszarze występują rzadkie gatunki ptaków oraz siedliska zwierząt związanych ze środowiskiem wodnym. Drugim rezerwatem jest Las Bielański, znajdujący się w dzielnicy Bielany. Dodatkowo na terenie całej Warszawy występuje duża liczba pomników przyrody, które należy uwzględnić podczas planowania zagospodarowania terenu. Z punktu widzenia ochrony środowiska, lokalizacja pomp ciepła nie może obejmować terenów objętych formami ochrony przyrody, takich jak rezerwaty i obszary Natura 2000. Ponadto, należy zapewnić stabilny przepływ wody i odpowiednią temperaturę rzeki, co warunkuje efektywną pracę pompy ciepła. Istotna jest również bliskość odbiorców ciepła, dostępność infrastruktury ciepłowniczej i elektroenergetycznej, dogodny dojazd oraz uwzględnienie wymagań ochrony przeciwpowodziowej. Instalacja pompy ciepła powinna być zlokalizowana w bezpośrednim sąsiedztwie sieci ciepłowniczej i elektroenergetycznej, co pozwala ograniczyć straty przesyłowe i zwiększyć efektywność systemu. Bliskość infrastruktury zmniejsza koszty inwestycyjne związane z budową przyłączy oraz ułatwia integrację instalacji z istniejącym systemem energetycznym miasta, wpływając korzystnie na opłacalność przedsięwzięcia. Ze względu na ograniczenia przestrzenne oraz konieczność ochrony środowiska wzdłuż Wisły, jako najbardziej optymalne lokalizacje wskazano obszary przy Elektrociepłowni Siekierki oraz Elektrociepłowni Żerań. Obie lokalizacje mają dostęp do kanałów wodnych i istniejącej infrastruktury energetycznej i ciepłowniczej, co sprzyja realizacji inwestycji przy zachowaniu zasad zrównoważonego rozwoju. Po szczegółowej analizie infrastruktury wokół obu elektrociepłowni oraz uwzględnieniu istotnych uwarunkowań środowiskowych, podjęto decyzję o ograniczeniu dalszej analizy do jednej lokalizacji. Głównym czynnikiem wpływającym na tę decyzję jest bezpośrednie sąsiedztwo Elektrociepłowni Siekierki z Łowiskiem Wilanowskim, które znajduje się w obszarze ochrony przyrody [8]. Mając to na uwadze, kolejne etapy analizy dotyczą jedynie terenu obejmującego Kanał Żerański. Pozwala to na realizację inwestycji zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa ochrony środowiska.

Planowana lokalizacja pompy ciepła znajduje się przy wylocie Kanału Żerańskiego, w odległości około 30 m od linii brzegowej, 130 m od istniejącej sieci elektroenergetycznej oraz około 650 m od sieci ciepłowniczej (rys. 4). Realizacja inwestycji wymaga uzyskania szeregu pozwoleń i decyzji administracyjnych, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, w celu uniknięcia ryzyka samowoli budowlanej. Pierwszym etapem jest przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko (OOŚ), wymaganej dla przedsięwzięć, mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Dokument ten stanowi podstawę do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, niezbędnej do prowadzenia dalszych postępowań administracyjnych. Wnioski składane są do właściwych organów administracji, takich jak Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska (RDOŚ), starostwo czy urząd miasta. W przypadku braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, konieczne jest również uzyskanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego. Jeżeli inwestycja obejmuje działania na terenach rzecznych lub obszarach chronionych (np. Natura 2000), należy złożyć zgłoszenie do Wydziału Ochrony Przyrody RDOŚ, zgodnie z art. 118 ustawy o ochronie przyrody. Z uwagi na korzystanie z zasobów wodnych, inwestor zobowiązany jest do uzyskania pozwolenia wodnoprawnego, wydawanego przez Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie. Wniosek wymaga m.in. decyzji środowiskowej, dokumentacji planistycznej, oceny wodnoprawnej, projektu instrukcji gospodarowania wodą oraz dowodu opłat. Ponadto, zgodnie z art. 29 ust. 4 pkt 3c ustawy – Prawo budowlane – dla instalacji pomp ciepła o mocy przekraczającej 50 kW wymagane jest uzyskanie pozwolenia na budowę, wydawanego przez Biuro Architektury i Planowania Przestrzennego m.st. Warszawy. W przypadku lokalizacji podlegającej ochronie konserwatorskiej, konieczne jest również uzyskanie zgody wojewódzkiego konserwatora zabytków. Realizacja instalacji pompy ciepła, wykorzystującej rzekę jako dolne źródło ciepła, wymaga ścisłego dostosowania się do obowiązujących przepisów krajowych i unijnych, co warunkuje legalność inwestycji oraz ogranicza jej oddziaływanie na środowisko. Spełnienie tych warunków umożliwia przejście do etapu projektowania technicznego instalacji.

3. Ocena techniczno-ekonomiczna

Parametry operacyjne pomp ciepła, wykorzystujących wodę rzeczną jako dolne źródło ciepła – takie jak moc grzewcza, współczynnik SCOP, zużycie energii elektrycznej oraz produkcja ciepła – stanowią podstawę analizy efektywności energetycznej i opłacal-

Rys. 4. Zestawienie mapy z dobraną lokalizacją z planem sieci ciepłowniczej oraz elektroenergetycznej [26]

Fig. 4. Comparison of the Selected Location Map with the District Heating and Power Grid Layout [26]

ności ekonomicznej tych urządzeń. Znajomość tych wielkości jest kluczowa dla oceny wpływu instalacji na system ciepłowniczy oraz dla określenia kosztów eksploatacyjnych w zmiennych warunkach pracy. Na podstawie danych dotyczących punktów pracy dla różnych mocy urządzeń, temperatury wody w Wiśle oraz rozkładu liczby godzin w danym przedziale temperaturowym, obliczono roczną produkcję ciepła i zużycie energii elektrycznej. Zestawienie wyników zawiera tab. 1.

Tabela 1. Zestawienie rocznych produkcji ciepła oraz rocznego zużycia energii elektrycznej w zależności od mocy instalacji stacji pomp ciepła

Table 1. Summary of Annual Heat Production and Annual Electricity Consumption Depending on the Heat Pump Station Capacity

	Roczna produkcja ciepła [MWh]	Roczne zużycie energii elektrycznej [MWh]
5 MWt	39 687,6	12 197,9
15 MWt	119 062,8	36 593,8
30 MWt	206 944,6	55 965,1

Efektywność pracy instalacji jest ściśle powiązana z sezonowymi wahaniami temperatury wody w rzece. Zmiany wartości sezonowego współczynnika wydajności grzejnej (SCOP) dla różnych mocy grzewczych instalacji w poszczególnych miesiącach przedstawiono na rys. 5. Od marca do listopada temperatura wody w Wiśle umożliwia ciągłą i efektywną pracę pomp ciepła. Najniższe zużycie energii elektrycznej występuje w miesiącach letnich (czerwiec–sierpień), co wynika z wysokich wartości współczynnika SCOP w tym okresie.

Najwyższe średnie współczynniki SCOP osiąga instalacja o mocy 30 MWt, co świadczy o korzystnych warunkach pracy oraz wyższej efektywności przy większej skali systemu. Warianty 5 MWt i 15 MWt charakteryzują się nieco niższym SCOP, co wynika z różnic konstrukcyjnych oraz większego wpływu strat jednostkowych w mniejszych instalacjach. W okresie letnim wzrost efektywności systemu jest związany z wyższą temperaturą wody rzecznej oraz obniżeniem temperatury zasilania sieci ciepłowniczej, przy niższym zapotrzebowaniu na ciepło. W miesiącach zimowych, tj. w grudniu i styczniu, instalacja pozostaje wyłączona z eksploatacji , ze względu na zbyt niską temperaturę wody w rzece, mimo najwyższego zapotrzebowania cieplnego w tym okresie. Zależności te stanowią podstawę do dalszych analiz.

4. Analiza opłacalności

Dobór odpowiedniego wariantu instalacji pompy ciepła, której dolnym źródłem ciepła jest woda rzeczna, wymaga szczegółowej analizy technicznej i ekonomicznej. W celu oceny opłacalności inwestycji niezbędne jest uwzględnienie nakładów inwestycyjnych (CAPEX) oraz kosztów operacyjnych (OPEX). Analiza ekonomiczna opiera się na zastosowaniu poniższych trzech kryteriów opłacalności:

- SPBT (ang. Simple Payback Time) – prosty czas zwrotu, który jest stosunkiem nakładów inwestycyjnych do rocznych efektów, zmniejszonych o podatek, amortyzację i koszty finansowe

$$SPBT = \frac{\text{nakłady inwestycyjne}}{\text{roczne efekty (zmniejszone o podatek, amortyzację i koszty finansowe)}} \quad (2)$$

- NPV (ang. Net Present Value) – wartość bieżąca netto, czyli suma wartości zaktualizowanych przepływów pieniężnych netto: dodatnich i ujemnych.

$$NNPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{NCF_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^{n} NCF_t \cdot d_t \quad (3)$$

r – stopa dyskontowa; n – ostatni rok ponoszenia wydatków inwestycyjnych; d_t – współczynnik dyskontujący w latach trwania inwestycji od 0 do n; NCF_t– przepływy całkowite netto w latach od 0 do n.

Warunkiem opłacalności inwestycji jest wartość współczynnika NPV większa od zera:

$$NPV > 0 \quad (4)$$

- IRR (ang. Internal Rate of Return) – wielkość stopy dyskontowej, przy której współczynnik NPV jest równy 0.

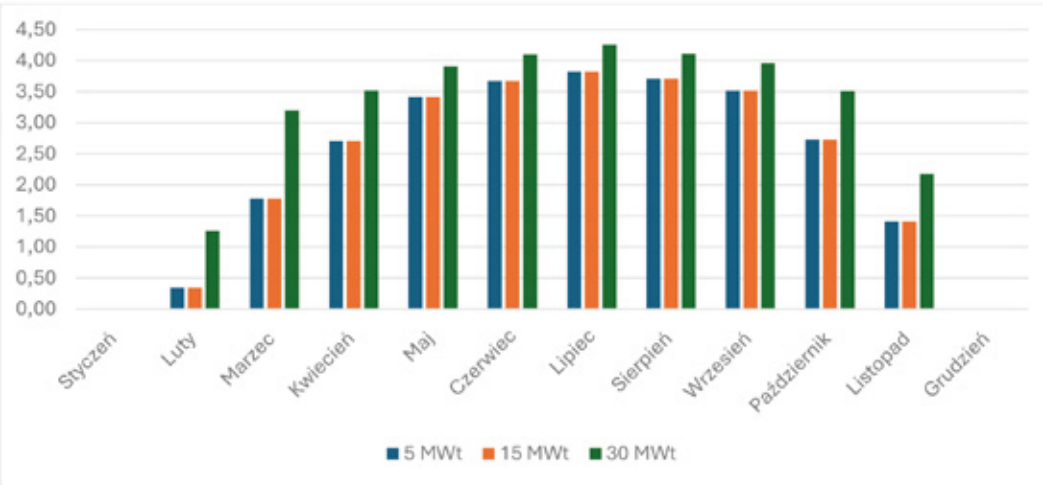
$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{NCF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (5)$$

Im wartość IRR jest wyższa tym projekt jest bardziej opłacalny przy mniejszym ryzyku niepowodzenia. IRR jest liczony metodą kolejnych przybliżeń [14][17][23].

W dalszej części pracy przeprowadzono analizę opłacalności wdrożenia pompy ciepła, której dolnym źródłem ciepła jest woda z Wisły, w warszawskim systemie ciepłowniczym przy założeniu 20-letniego okresu eksploatacji dla trzech wariantów mocy: 5 MWt, 15 MWt i 30 MWt, z uwzględnieniem trzech modeli finansowania:

- pełne finansowanie ze środków własnych,
- częściowe finansowanie kredytem bankowym,
- wsparcie z programów dofinansowania.

Dla każdego scenariusza obliczono wartości wskaźników NPV, IRR oraz SPBT, co pozwoliło na ocenę opłacalności inwestycji oraz identyfikację najbardziej efektywnego ekonomicznie modelu wdrożenia. Nakłady inwestycyjne (CAPEX) stanowią istotny element analizy opłacalności instalacji pompy ciepła, której dolnym źródłem jest woda rzeczna z Wisły oraz obejmują wszelkie koszty związane z za-



Rys. 5. Średnie miesięczne wartości współczynników SCOP dla poszczególnych mocy instalacji pomp ciepła

Fig. 5. Average Monthly SCOP Values for Different Heat Pump Installation Capacities

kupem, montażem oraz integracją urządzeń z istniejącą infrastrukturą techniczną. Pierwszym składnikiem nakładów inwestycyjnych jest koszt zakupu pompy ciepła. Wyceny uzyskane od dostawców obejmowały szacunkowe koszty głównych komponentów, składających się na instalację pompy ciepła. W przypadku wariantów o mocy 5 i 15 MW, koszt wymiennika ciepła wymagał jednak odrębnego oszacowania. Poza samą pompą ciepła, w skład kosztów inwestycyjnych wchodzą również wydatki na projekt instalacji, montaż, zawory, urządzenia potrzeb własnych, aparaturę kontrolno-pomiarową oraz nadzór techniczny. Szacunkowe wartości tych elementów zostały opracowane na podstawie wskaźników uzgodnionych z ekspertami Veolia Energia Warszawa S.A. Dodatkowo uwzględniono koszty wykonania przyłączy do sieci elektroenergetycznej i ciepłowniczej. W przypadku sieci elektroenergetycznej koszty zależą przede wszystkim od długości przyłącza oraz ewentualnej konieczności zastosowania transformatora, którego instalacja obejmuje zakup, montaż oraz integrację z istniejącą infrastrukturą. Dla przyłącza ciepłowniczego istotne są przede wszystkim długość i średnica rurociągu, mające bezpośredni wpływ na koszt materiałów i robót instalacyjnych. Całkowity koszt realizacji obu przyłączy uwzględnia również koszty materiałów, armaturę, izolację, wynagrodzenie nadzoru technicznego, opracowanie dokumentacji projektowej oraz spełnienie wymagań formalno-administracyjnych. Zestawienie całkowitych nakładów inwestycyjnych przedstawiono w tab.2. Wartość CAPEX rośnie proporcjonalnie do mocy cieplnej instalacji. Dodatkowo uwzględniono koszt robocizny, przyjęty na poziomie 15% wartości CAPEX.

Tabela 2. Całkowite nakłady inwestycyjne w zależności od mocy grzewczej instalacji pomp ciepła

Table 2. Average Monthly SCOP Values for Different Heat Pump Installation Capacities

	5 MWt	15 MWt	30 MWt
CAPEX	26,1 mln zł	64,0 mln zł	116,5 mln zł
CAPEX po doliczeniu kosztów robocizny	30,0 mln zł	73,6 mln zł	134,0 mln zł

Kolejnym elementem analizy ekonomicznej inwestycji w pompę ciepła, której dolnym źródłem jest woda rzeczna, są koszty operacyjne (OPEX), obejmujące wszystkie wydatki związane z bieżącym utrzymaniem oraz eksploatacją instalacji. Największy udział w kosztach operacyjnych (OPEX) stanowi zużycie energii elektrycznej, uzależnione od mocy instalacji i temperatury wody rzecznej. Na podstawie godzinowego rozkładu temperatur Wisły oszacowano roczne zużycie energii dla trzech wariantów mocy pomp ciepła, a następnie wyliczono koszty zakupu energii z sieci elektroenergetycznej, uwzględniając zarówno opłaty za energię czynną, jak i stałe oraz zmienne opłaty dystrybucyjne. Do kosztów operacyjnych doliczono również opłaty za dzierżawę gruntu, które zależą od zajmowanej powierzchni – od 1000 m² dla pompy 5 MWt do 1500 m² dla 30 MWt. Kolejną kategorią OPEX są koszty serwisu i konserwacji, przyjęte w formie wskaźnika na GJ wyprodukowanego ciepła. Dodatkowo uwzględniono koszty generalnego remontu po 10 latach eksploatacji, oszacowane na poziomie 40% kosztów zakupu urządzeń. Wydatki związane z zatrudnieniem pracowników również stanowią istotną część kosztów operacyjnych. Uwzględniono koszty wynagrodzeń dla ochrony, personelu technicznego oraz operatorów pracujących w systemie zmianowym. Kolejnym aspektem są opłaty środowiskowe, w tym opłaty za pozwolenie wodnoprawne oraz opłaty za usługi wodne. Ze względu na przepływowy charakter układu, nie występuje konieczność wnoszenia opłat za bezpowrotne zużycie wody. Ponadto, instalacja nie przekracza progów powierzchniowych dla naliczania opłat za zmniejszenie retencji wód opadowych [16]. Zestawienie rocznych wydatków na potrzeby instalacji zestawiono w tab. 3.

Tabela 3. Zestawienie rocznych kosztów utrzymania instalacji pompy ciepła, której dolnym źródłem jest woda rzeczna, w zależności od mocy grzewczej

Table 3. Summary of Annual Operating Costs for a Heat Pump System Utilizing River Water as a Heat Source, Depending on Thermal Output

	5 MWt	15 MWt	30 MWt
Całkowity koszty utrzymania instalacji pomp ciepła	10,5 mln zł	29,0 mln zł	44,0 mln zł

Analogicznie do zużycia energii elektrycznej, oszacowano roczną produkcję ciepła dla każdej z analizowanych pomp ciepła. Obliczenia przeprowadzono na podstawie mocy grzewczej urządzeń, temperatury wody w Wiśle oraz liczby godzin występowania danych warunków temperaturowych w ciągu roku. Przyjęto założenie, że całe wyprodukowane ciepło zostanie sprzedane do sieci ciepłowniczej po cenie 96,22 zł/GJ, zgodnie z taryfą ORLEN Termika S.A., stosowaną przez Veolia Energia Warszawa S.A. od 6 stycznia 2025 r. [27]. Na tej podstawie oszacowano roczne przychody z tytułu sprzedaży ciepła dla trzech wariantów mocy instalacji stacji pomp ciepła. Koszty CAPEX i OPEX stanowią podstawę do oceny opłacalności inwestycji. W analizie porównano trzy warianty finansowania inwestycji w instalacje o różnych mocach cieplnych. W pierwszym wariancie analizowano inwestycję w pełni finansowaną ze środków własnych inwestora, bez udziału kredytów czy dofinansowań. W drugim wariancie założono częściowe finansowanie inwestycji z kredytu udzielonego przez Bank Ochrony Środowiska, przy jednoczesnym ograniczonym udziale środków własnych. Rozwiązanie to pozwala firmie utrzymać płynność finansową i zaangażować kapitał w inne projekty, a także skorzystać z preferencyjnych warunków kredytowych dedykowanych inwestycjom proekologicznym. Z drugiej strony, kredyt wiąże się z dodatkowymi kosztami odsetek, prowizji oraz koniecznością regularnej spłaty zobowiązań, co może wydłużyć okres zwrotu inwestycji i zwiększyć jej całkowity koszt. Założono kredyt na 10 lat, z oprocentowaniem 7,72% rocznie, spłacany w 120 miesięcznych ratach. W trzecim wariancie analizowano możliwość uzyskania dofinansowania w ramach programów wspierających rozwój OZE w ciepłownictwie, takich jak program „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa" realizowany przez NFOŚiGW. Zakłada on bezzwrotną dotację do 50% kosztów kwalifikowanych inwestycji. W analizie przyjęto wartość dofinansowania na poziomie 30%, co pozwala znacząco obniżyć nakłady inwestycyjne w roku „zerowym". Dofinansowanie poprawia opłacalność projektu i ogranicza ryzyko finansowe po stronie inwestora. Jednocześnie wymaga spełnienia określonych warunków, m.in. dotyczących rodzaju technologii, przeznaczenia ciepła oraz struktury kosztów kwalifikowanych. Dla tak postawionych założeń oraz zakładając rosnącą wartość stopy dyskontowej wyliczono wskaźniki opłacalności ekonomicznej.

Wariant pierwszy, zakładający pełne finansowanie inwestycji ze środków własnych, charakteryzował się najniższą efektywnością ekonomiczną. Jedynie instalacja o mocy 30 MWt osiągnęła dodatnie wartości analizowanych wskaźników, przy czym ich poziom był istotnie niższy w porównaniu do wyników uzyskanych w pozostałych wariantach. Wariant drugi, uwzględniający finansowanie zewnętrzne (np. kredytowe), wykazał wyraźną poprawę wszystkich wskaźników opłacalności. W przypadku instalacji o mocy 30 MWt wartość NPV była około 2,5-krotnie wyższa niż w wariancie finansowanym wyłącznie kapitałem własnym. Instalacje o mniejszych mocach również odnotowały poprawę, jednak ich opłacalność, oceniana na podstawie NPV, nadal pozostawała poniżej progu rentowności. Najwyższe wartości wskaźnika NPV odnotowano w wariancie trzecim, przewidującym bezzwrotne wsparcie finansowe. Dla instalacji

o mocach 15 MWt i 30 MWt uzyskano dodatnie wartości, przy czym dla instalacji o mocy 30 MWt wartość NPV była ponad pięciokrotnie wyższa względem wariantu pierwszego oraz ponad dwukrotnie wyższa względem wariantu drugiego. Dla instalacji o mocy 5 MWt wartość NPV pozostała ujemna, pomimo wyraźnej poprawy względem pozostałych wariantów. Z analizy wynika, że najbardziej efektywnym rozwiązaniem jest instalacja o mocy 30 MWt, szczególnie przy bezzwrotnym wsparciu finansowym.

Kolejnym elementem analizy była ocena poziomu emisji uniknięte j. Analiza wykazuje, że instalacja pompy ciepła o mocy 30 MWt pozwala na redukcję emisji CO_2 o blisko 30 tys. ton rocznie. Dla mocy 15 MWt i 5 MWt wartości te wynoszą odpowiednio ok. 15 tys. ton i 4,5 tys. ton CO_2. Wskaźnik emisyjności pomp ciepła (0,200–0,216 t CO_2/MWh) jest istotnie niższy od emisyjności Warszawskiego Systemu Ciepłowniczego (0,338 t CO_2/MWh) [3]. Zasilenie instalacji energią ze źródeł odnawialnych, takich jak fotowoltaika czy turbiny wiatrowe, mogłoby dodatkowo zwiększyć korzyści środowiskowe i pozwolić na osiągnięcie pełnej bezemisyjności procesu produkcji ciepła. Taki kierunek rozwoju wpisuje się w dążenie do zwiększenia udziału energii odnawialnej w miejskich systemach grzewczych. Analiza wpływu integracji pomp ciepła na strukturę Warszawskiego Systemu Ciepłowniczego wykazuje, że instalacja o mocy 30 MWt zwiększa łączny udział OZE i odzysku ciepła do 6,39%, co stanowi wzrost o 1,49 punktu procentowego. Obecnie udział OZE wraz z kogeneracją wynosi 83,73%, natomiast po wdrożeniu instalacji pompy ciepła system osiąga poziom 85,22%, spełniając wymagania unijnej dyrektywy 2023/1791 obowiązujące do końca 2027 roku [19]. Dalsze zaostrzenie przepisów w kolejnych latach będzie wymagać kontynuacji inwestycji w OZE i systemy odzysku ciepła.

5. Podsumowanie

Przeprowadzona analiza techniczno-ekonomiczna wykazała, że zastosowanie pompy ciepła, wykorzystującej wodę z Wisły jako dolne źródło ciepła, stanowi realną i uzasadnioną alternatywę dla tradycyjnych źródeł ciepła w Warszawskim Systemie Ciepłowniczym. W ramach pracy porównano trzy warianty mocy: 5 MWt, 15 MWt oraz 30 MWt, uwzględniając różne scenariusze finansowania – pełne samofinansowanie, kredyt bankowy oraz dofinansowanie ze środków publicznych. Najbardziej opłacalnym rozwiązaniem okazała się instalacja o mocy 30 MWt, która w wariancie z dofinansowaniem osiągnęła najwyższe wartości wskaźników ekonomicznych oraz najkrótszy czas zwrotu inwestycji. Analiza środowiskowa potwierdziła znaczny potencjał w zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla – dla pompy ciepła o mocy 30 MWt wynosi on ponad 28 tys. ton CO_2 rocznie. Dodatkowo, integracja takiej instalacji z istniejącą infrastrukturą ciepłowniczą może znacząco zwiększyć udział odnawialnych źródeł w miksie energetycznym miasta, wspierając realizację celów Dyrektywy UE 2023/1791. Zastosowanie technologii pomp ciepła zasilanych zieloną energią elektryczną pozwoliłoby w przyszłości na całkowicie bezemisyjną produkcję ciepła. Wdrożenie tego typu instalacji wiąże się jednak z koniecznością spełnienia szeregu wymogów formalno-prawnych, w tym uzyskania decyzji środowiskowych, pozwoleń wodnoprawnych, zgód administracyjnych oraz pozwolenia na budowę. Procedury te mogą znacząco wpłynąć na harmonogram realizacji inwestycji, dlatego ich uwzględnienie na etapie planowania jest kluczowe. Podsumowując, instalacje o mniejszej mocy (5 MWt i 15 MWt) wykazują ograniczoną opłacalność, w szczególności bez wsparcia zewnętrznego, a analiza jednoznacznie wskazała, że efekt skali odgrywa istotną rolę dla rentowności i efektywności systemu. Ponadto, pompa ciepła, wykorzystująca wodę rzeczną z Wisły o mocy 30 MWt może stanowić wzorcowy przykład modernizacji systemów ciepłowniczych w dużych aglomeracjach miejskich i model referencyjny dla innych polskich miast posiadających dostęp do wód powierzchniowych.

LITERATURA

[1] Alfa Laval Polska Sp. z o.o. 2024. „Płytowy wymiennik ciepła. Oferta handlowa".

[2] Averfalk Helge, Paul Ingvarsson, Urban Persson, Mei Gong, Sven Werner. 2017. „Large heat pumps in Swedish district heating systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79: 1275–1284.

[3] Energia dla Warszawy. 2025. „Dla audytorów". https://www.energiadlawarszawy.pl/strefa-miejska/cieplo-systemowe/dla-audytorow/.

[4] Fremtidens Fjernvarme. „Havvands-varmepumpe". https://fremtidensfjernvarme.dk/da-dk/projekt-p%C3%A5-havnen/havvands-varmepumpe.

[5] Friotherm AG. 2012. „Oslo – Fornebu: Sustainable development with a district heating/cooling system using a Unitop® 28/22CY".

[6] Friotherm AG. 2013. „Värtan Ropsten – The largest sea water heat pump facility worldwide, with 6 Unitop® 50FY and 180 MW total capacity".

[7] Gazuno. 2024. „Wzmocnienie transformacji energetycznej. Oferta handlowa".

[8] Geoportal Krajowy. „Geodezja i Kartografia". https://www.geoportal.gov.pl/.

[9] Geospatial World. 2024. „Ordnance Survey: UK Sustainable Heating". https://geospatialworld.net/prime/ordnance-survey-uk-sustainable-heating/.

[10] Grosskraftwerk Mannheim AG. „Sichere Bereitstellung von Strom und Wärme". https://www.gkm.de/technik/#n4.

[11] Hüttl Christian, Norbert Wenn., Jürgen Voss, Florian Reissner. 2023. „Large-scale Heat Pump Solutions". Siemens Energy.

[12] Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej. „Dane pomiarowo-obserwacyjne". https://danepubliczne.imgw.pl/data/dane_pomiarowo_obserwacyjne/.

[13] Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej. „Warszawa-Bulwary(152210170)". https://hydro.imgw.pl/#/station/hydro/152210170?h=73.

[14] Jania Agnieszka. 2024. „Rachunek finansowej efektywności działalności przedsiębiorstw na rynku nieruchomości". Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach.

[15] KlimaOslo. 2019. „District Heating from Sewage". https://klimaoslo.no/district-heating-from-sewage/.

[16] LEX. 2022. „Jednostkowe stawki opłat za usługi wodne". https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzu-dziennik-ustaw/jednostkowe-stawki-oplat-za-uslugi-wodne-18669415.

[17] Luenberger David Gilbert. 2003. „Teoria inwestycji finansowych". Wydawnictwo Naukowe PWN. Warszawa.

[18] Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej. 2010. „Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/147/WE z dnia 30 listopada 2009 r. w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (Wersja ujednolicona)". Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L20: 7.

[19] Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej. 2023. „Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona)". Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L231: 1.

[20] PORT PC. 2020. „Wody dołowe źródłem ciepła w kopalni 'Sobieski'". https://portpc.pl/project/wody-dolowe-zrodlem-ciepla-w-kopalni-sobieski/.

[21] Rada Unii Europejskiej. 1992. „Dyrektywa 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory". Dziennik Urzędowy Wspólnot Europejskich L206: 7.

[22] Rada Unii Europejskiej. 2025. „Gotowi na 55". https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/fit-for-55/.

[23] Sartori Davide, Gelsomina Catalano, Mario Genco, Chiara Pancotti, Emanuela Sirtori, Silvia Vignetti, Chiara Del Bo. 2015. „Przewodnik po analizie kosztów i korzyści projektów inwestycyjnych – Narzędzie analizy ekonomicznej polityki spójności 2014–2020". Komisja Europejska.

[24] Siemens Energy. 2023. „MVV, Germany: Thousands of homes heated by river heat pump". https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/mvv-mannheim.html.

[25] Siemens Sp. z o.o. 2024. „1xSHP-C750 1x30MWth. Oferta handlowa".

[26] Urząd Miasta Stołecznego Warszawy. „Mapa m.st. Warszawy". https://mapa.um.warszawa.pl.

[27] Veolia Energia Warszawa S.A. 2024. „Aktualny wyciąg cen oraz stawek opłat stosowanych przez Veolia Energia Warszawa S.A. od dnia 06.01.2025 r.". Veolia Energia Warszawa S.A.