



Czerwiec 2023

# Odnawialne źródła energii Power -to-Heat w Hajnówce

**Studium wykonalności konwersji sieci ciepłowniczej z węgla na odnawialne źródła energii w mieście Hajnówka, Polska.**

Finansowane przez:



Federalne Ministerstwo  
Gospodarki  
i Ochrony Klimatu



Europejska  
inicjatywa na rzecz klimatu  
EUKI

## Metryczka

Projekt ten jest częścią projektu Europejskiej Inicjatywy Klimatycznej (EUKI) "Power-to-Heat" (numer projektu: 72.3024.6- 003.02). Projekt był finansowany przez Europejską Inicjatywę Klimatyczną (EUKI). Odpowiedzialność za treść niniejszej publikacji spoczywa na autorach.

Odpowiedzialność za treść tej publikacji spoczywa na autorach. Opinie wyrażone w tym artykule są odpowiedzialnością autorów i niekoniecznie odzwierciedlają poglądy Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Ochrony Klimatu.

Okres realizacji projektu: 08/2021-06/2023

Więcej informacji na stronie

<https://100-prozent-erneuerbar.de/>

<https://www.euki.de/>

<https://samorzad.gov.pl/web/powiat-hajnowski/>

Zarządzanie projektami i redakcja:

100 prozent erneuerbar stiftung  
Torstraße 178  
10115 Berlin, Niemcy  
Tel.: +49 [0] 30 240 876 090  
[info@100-prozent-erneuerbar.de](mailto:info@100-prozent-erneuerbar.de)

Partner do współpracy:

Powiat Hajnowski.  
Aleksego Zina 1  
17-200 Hajnówka, Polska  
Tel.: +48 [0] 85 682 27 18  
[starostwo@powiat.hajnowka.pl](mailto:starostwo@powiat.hajnowka.pl)

Tworzenie poprzez współpracę

Harald Uphoff (100 prozent erneuerbar stiftung)  
Tibor Oestereich (100 prozent erneuerbar stiftung)  
Lucyna Lewczuk (Powiat Hajnowski)  
Martin Rühl (Rühl Consult)  
Gottfried Adelberger (Ochsner Process Energy Systems GmbH),  
Karl Ochsner (Ochsner Process Energy Systems GmbH)  
Lutz Ribbe (Konsultacje polityczne)  
Daniel Raczkiwicz (Energynat Solutions)

Arkadiusz Mikołajczyk (Energynat Solutions)  
Marcin Rudnik (Energynat Solutions)  
Prof. Dr. Piotr Banaszuk (Technische Universität  
Białystok Bauingenieurwesen und  
Umweltingenieurwissenschaften)  
Dr. Piotr Kondratiuk (Technische Universität Białystok ·  
Fakultät für Bauingenieurwesen und  
Umweltingenieurwissenschaften)  
Dariusz Link (Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej  
Sp.z o.o. w Hajnówce)

Dane kontaktowe organizacji, którym zlecono zadanie

Energynat Solutions  
ul. Tadeusza Kościuszki 40a  
05-270 Marki, Polska  
[dr@energynat.pl](mailto:dr@energynat.pl)

Ochsner Process Energy Systems GmbH  
Burgwallstrasse 40  
4060 Linz-Leonding, Austria  
[ochsner@processenergysystems.com](mailto:ochsner@processenergysystems.com)

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka z o.o.  
Ul. Łowcza 4  
17-200 Hajnówka, Polska  
[biuro@pec.hajnowka.pl](mailto:biuro@pec.hajnowka.pl)

Rühl Consult  
Hinter den Heyhöfen 4  
34132 Kassel, Niemcy  
[martin\\_ruehl@web.de](mailto:martin_ruehl@web.de)

## Spis treści

1.	Wstęp .....	1
2.	Rynek energii w Polsce – podatki, opłaty, daniny .....	2
3.	Region hajnowski.....	6
3.1.	Warunki geologiczne i hydrogeologiczne.....	6
3.1.1.	Wymogi prawne dotyczące prowadzenia prac geologicznych .....	7
3.2.	Informacje społeczno-ekonomiczne .....	7
3.3.	Klimat w regionie .....	8
3.4.	Miejska sieć ciepłownicza – stan obecny .....	9
3.4.1.	Temperatury sieci – zakres wahań .....	11
3.4.2.	Pomiar rzeczywistej temperatury sieci zasilającej .....	12
4.	Koncepcja pompy ciepła.....	12
4.1.	Źródła ciepła .....	15
4.1.1.	Wody gruntowe.....	15
4.1.2.	Ścieki.....	15
4.1.3.	Inne źródła.....	16
4.2.	Stacje pomp ciepła.....	17
5.	Pokrycie zapotrzebowania pomp ciepła na energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii.....	18
5.1.	Określenie zapotrzebowania na energię elektryczną .....	19
5.2.	Określenie wymaganej produkcji energii odnawialnej w celu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną.....	21
6.	Rachunek ekonomiczny.....	23
6.1.	Koszty inwestycji.....	23
6.2.	Koszty wytwarzania energii .....	25
6.3.	Cena ciepła w przyszłości.....	25
6.3.1.	Założenia w odniesieniu do cen prądu .....	26
<b>6.3.2.</b>	Scenariusze.....	26
6.3.3.	Porównanie kosztów eksploatacji i zużycia (bez kosztów CO <sub>2</sub> ).....	27
6.3.4.	Porównanie cen ciepła dla scenariuszy (z ceną CO <sub>2</sub> ).....	28
7.	Redukcja emisji CO <sub>2</sub> .....	30
8.	Wpływ na region .....	31
3.1.	Poprawa jakości powietrza .....	32
3.2.	Pionierska rola Hajnówki .....	32
3.3.	Wpływ na lokalny i regionalny rynek pracy .....	33
9.	Podsumowanie i zalecenia dla potencjalnego wdrożenia .....	33
I.	Lista źródeł .....	35
II.	Załącznik.....	38

## Słowniczek

Ca <sup>2</sup>	Wapń
CO <sub>2</sub>	Dwutlenek węgla
COP	Coefficient of performance,
EEA	European Enviroment Agency
EUA	European Union Allowance
EUKI	Europejska inicjatywa na rzecz klimatu
GJ	Gigadżul
Kw	Kilowat
KWh	Kilowatogodzina
KWK	Kogeneracja
Mg <sup>2</sup>	Magnez
mval	Mikroval
MWh	Megawatogodzina
MWhel	Megawatogodziny energii elektrycznej
NECP	National energy and climate plans
PEC Hajnówka	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Hajnówce
PGG	Prawo geologiczne i górnicze
PLN	Polski złoty
PV	Fotowoltaika
RES	Renewable Energies Systems
ROP	Regionalne programy operacyjne
to	Tona
WP	Pompa ciepła

# 1. Wstęp

Według Europejskiej Agencji Środowiska (EEA 2022), intensywność emisji gazów cieplarnianych w produkcji energii elektrycznej spadła w ostatnich latach zarówno w Europie, jak i w Polsce. Jeszcze w 2010 r. Polska, wraz z Grecją i Estonią, miała najwyższą intensywność. Z kolei w sektorze ciepłowniczym nie widać porównywalnego postępu (Forum Energii 2019).

Fundacja „100 procent erneuerbar” chciałyby rozwiązać ten problem w pilotażowym regionie wschodniej Polski w ramach projektu „Renewable Power to Heat in Hajnówka”. Wraz z partnerami lokalnymi i europejskimi proponowane jest innowacyjne rozwiązanie, mające znaczący wpływ na dekarbonizację, rozwijając jednocześnie integrację systemu energetycznego: wykorzystanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do wytwarzania ciepła (renewable power to heat).

Pomysł polega na opracowaniu koncepcji energetycznej, w której energia elektryczna z regionalnych elektrowni wiatrowych i słonecznych może być wykorzystywana do dużych pomp ciepła w celu zastąpienia węgla w istniejącym systemie ciepłowniczym w Hajnówce <sup>1</sup> (powiat i miasto). Koncepcja ma służyć jako studium wykonalności, które następnie posłuży jako podstawa do planowania wdrożenia w pełni odnawialnego i prawie całkowicie zdekarbonizowanego zintegrowanego systemu ciepłowniczego w tym regionie.

Projekt, wspierany finansowo przez Europejską Inicjatywę Klimatyczną (EUKI), ma na celu stworzenie podstaw dla inwestycji publicznych i prywatnych. Istnieje również szansa na uruchomienie środków z Europejskiego Planu Naprawy Gospodarczej na realizację dekarbonizacji systemu ciepłowniczego w Powiecie Hajnowskim.

Przykład Hajnówki powinien mieć efekt latarni morskiej i służyć jako najlepsza praktyka w Polsce, ale także stać się znany w innych państwach członkowskich UE ze względu na dobrą zgodność z krajowymi planami w zakresie energii i klimatu (KPEiK).

Obecny system ciepłowniczy w Hajnówce we wschodniej Polsce opiera się w dużej mierze na centralnej elektrowni węglowej i działa na wysokim poziomie temperatury (130 stopni Celsjusza). Główne źródło ciepła jest obsługiwane przez regionalną firmę specjalizującą się w ogrzewaniu węglem, olejem i biomasą. Sieć ciepłownicza jest obsługiwana przez lokalną firmę, która działa również jako sprzedawca ciepła na rzecz klientów końcowych.

Ten system ciepłowniczy jest bardzo energochłonny pod względem emisji CO<sub>2</sub>, co wynika również z faktu, że w elektrowni węglowej spalany jest głównie węgiel niskiej jakości o niskiej kaloryczności.

Powiat hajnowski ma duży potencjał w zakresie wykorzystania energii odnawialnej, zwłaszcza energii wiatrowej i fotowoltaiki, a tym samym dekarbonizacji regionu. Potencjał ten jest nadal niewykorzystany (EFV 2018). Po okresie stagnacji i niepewności inwestycyjnej, obecne polskie przepisy otwierają możliwość montażu w regionie instalacji wykorzystujących energie odnawialne.

W momencie przygotowywania niniejszej analizy w Polsce nadal obowiązywały przepisy dotyczące odległości 10H dla turbin wiatrowych<sup>2</sup>. Niniejsze studium wykonalności pokazuje, że zasadniczo technicznie i ekonomicznie możliwa jest obsługa sieci ciepłowniczej miasta Hajnówka za pomocą wielkoskalowych

---

<sup>1</sup> Miasto Hajnówka położone jest na skraju wpisanego na Listę Światowego Dziedzictwa UNESCO i Rezerwatu Biosfery Białowieskiego Parku Narodowego. Park ten jest jednym z ostatnich naturalnych lasów dziewiczych w Europie. Ten Park narodowy jest również domem dla żubrów. Pochodzenie wszystkich okazów żyjących na całym świecie wywodzi się z tego regionu.

<sup>2</sup> Odległość między turbinami wiatrowymi a budynkami mieszkalnymi na obszarach zabudowanych lub w dzielnicach zabudowanych musiała wynosić co najmniej dziesięciokrotność całkowitej wysokości. Całkowita wysokość składa się z wysokości pałty i promienia wirnika turbiny. Oznaczałoby to na przykład, że dla turbiny wiatrowej o wysokości 200 metrów minimalna odległość od budynków mieszkalnych musiałaby wynosić dwa kilometry.

pomp ciepła i odnawialnych źródeł energii. Studium wykonalności nie zastępuje szczegółowego planu wykonania. Przepisy dotyczące odległości dla turbin wiatrowych lub inne prawne warunki ramowe w odniesieniu do promowania wód gruntowych jako źródła ciepła, a także udziału obywateli, powinny być brane pod uwagę przy planowaniu realizacji projektu.

## 2. Rynek energii w Polsce – podatki, opłaty, daniny

Ze względu na rosnące ceny energii elektrycznej na rynku i wojnę Rosji z Ukrainą, pojęcie „samowystarczalność energetyczna” nabiera nowego znaczenia. Coraz więcej lokalnych społeczności w Polsce decyduje się na inwestowanie we własne zdecentralizowane źródła energii odnawialnej. Rozwiązania te, instalowane na terenie lokalnej gminy, dostarczają energię elektryczną swoim odbiorcom i przyczyniają się do bezpieczeństwa energetycznego.

Zdecydowana większość instalacji OZE jest dotowana do 85% w projektach dla samorządów lokalnych w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych (RPO)<sup>3</sup>. Inspirując się polityką integracji sektorowej Unii Europejskiej, RPO poszczególnych województw coraz częściej uwzględniają także odnawialne źródła energii w regulaminach konkursów na termomodernizację oraz szeroko rozumiane ciepłownictwo i efektywność energetyczną. Promowane są rozwiązania, które wspierają wytwarzanie i dostarczanie ciepła do energooszczędnych budynków lub w całości opierają się na odnawialnych źródłach energii, na przykład w postaci pomp ciepła połączonych z systemem fotowoltaicznym na miejscu.<sup>4</sup> Należy jednak wziąć pod uwagę, że warunki finansowania inwestycji w energię odnawialną w latach 2021-2027 mogą nie być tak korzystne jak w poprzednich latach. W każdym razie należy spodziewać się zmian.

Rynek energii szybko ewoluuje w kierunku zdecentralizowanej produkcji energii z odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza na potrzeby własne lub społeczności lokalnych, co wymaga dostosowania profesjonalnych produktów sektora energetycznego do nowego modelu zdecentralizowanego rynku energii. Obecny impuls do utrzymania wysokiego tempa zmian na rynku energii jest dynamiczny wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, a w konsekwencji cen energii. W 2022 r. cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przekroczyła poziom 90 euro za tonę. Cena energii elektrycznej notowana na TGE<sup>5</sup> w produkcie podstawowym „BASE\_Y” na 2023 r. przez długi czas utrzymywała się na poziomie zbliżonym do 2 000 PLN / 400 EUR za MWh, a maksymalnie osiągnęła poziom ponad 2 500 PLN / 550 EUR za MWh. Ze względu na wprowadzenie ustawy o zamrożeniu cen energii w 2023 r., cena ta wynosi około 1 000,00 PLN/220 EUR za MWh. Ponadto istnieją dodatkowe opłaty, takie jak opłata za energię elektryczną wprowadzona 1 stycznia 2021 r., której wysokość wyniesie 102,40/22,50 zł za MWh w 2023 r. (PGE Dystrybucja S.A. 2023).

Wzrost cen energii dla odbiorców końcowych znacznie przyspieszy rozwój wytwarzania energii na potrzeby własne i na rzecz potencjalnych klientów. Ceny energii elektrycznej w Polsce są jednymi z najwyższych na świecie w stosunku do wynagrodzeń (Wysokienapiecie.pl 2021).

Polityka energetyczna UE ma na celu stopniowe odchodzenie od technologii wytwarzania energii opartych na węglu (głównie węglu) i rozwój zdecentralizowanych dostaw energii opartych na odnawialnych źródłach energii. Kilka lat temu wprowadzono mechanizm handlu i wyceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (European Union Allowance – EUA). Według jego pomysłodawców (Biznes.gov.pl 2021) ma on zachęcać producentów energii elektrycznej i przemysł wielkoskalowy do ograniczania emisji poprzez uznanie ich za koszt środowiskowy. System opiera się na obowiązku zakupu certyfikatów za wyprodukowane emisje.

W przypadku starych bloków węglowych emisje mogą przekraczać 1000 kg CO<sub>2</sub> MWh, co teoretycznie oznacza, że pełna wartość uprawnień EUA jest wliczona w cenę 1 MWh. Sytuację ekonomiczną największych

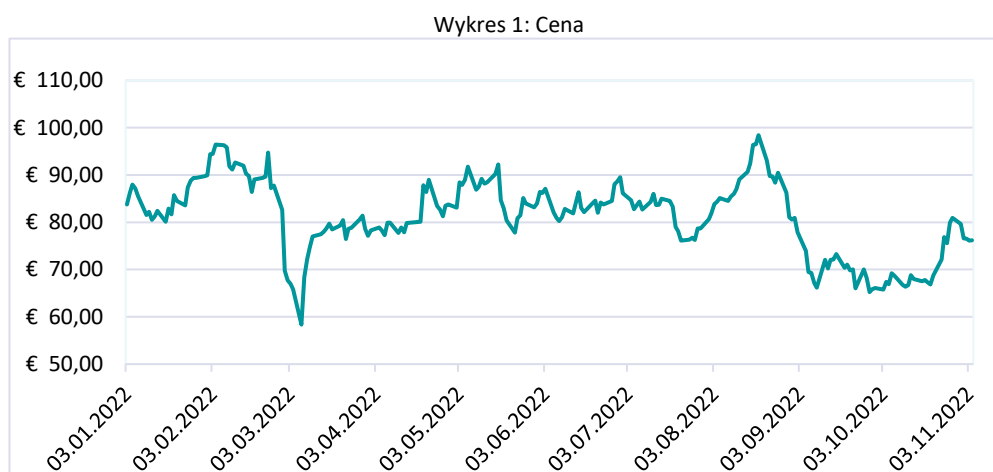
<sup>3</sup> <https://rpo.wrotapodlasia.pl/>

<sup>4</sup> Chodzi tu o dotacje dla prywatnych gospodarstw domowych lub firm.

<sup>5</sup> Polska Giełda Energii

emitentów CO<sub>2</sub> w sektorze energetycznym poprawił przyznany w Polsce i dystrybuowany przez władze centralne system darmowych emisji. Niemniej jednak podaż uprawnień jest systematycznie zmniejszana, co znajduje odzwierciedlenie w rosnących kosztach emisji dla producentów. Przykładowo, Grupa PGE, która m.in. zarządza największym emitentem w Europie, elektrownią Bełchatów (Ember-Climate.org 2022), musiała wydać 4 mld zł, aby w pełni wypełnić swoje zobowiązania do umorzenia praw do emisji w 2020 roku.

Przez wiele lat wartość certyfikatów CO<sub>2</sub> wynosiła około 5-6 euro za tonę. Według większości ekspertów wartość ta była znacznie niedoszacowana i powinna wynosić znacznie więcej niż 30 euro za tonę (Ember-Climate.org 2023). Ceny certyfikatów osiągnęły ten poziom we wrześniu 2019 r., kontynuując trend wzrostowy, który rozpoczął się na początku 2018 r. Późniejszy spadek cen (do 15,6 euro za tonę) był wynikiem kryzysu wywołanego pandemią COVID 19. Niemniej jednak wystarczyło zaledwie 12 miesięcy, aby ceny ponownie osiągnęły rekordowy poziom około 30 euro za tonę na początku 2021 roku. Na początku 2022 r. cena certyfikatu przekroczyła próg rekordowych 90 euro za tonę, które według prognoz analityków miały osiągnąć poziom 60 euro za tonę dopiero w 2030 r. Są to bardzo ostrożne prognozy, ponieważ ceny certyfikatów już w 2021 r. przekraczały 80 euro za tonę. Rok 2022 okazał się jeszcze bardziej rekordowy, gdyż ceny certyfikatów zbliżyły się nawet do poziomu 100 euro za tonę. Przez większą część roku wahały się one jednak między 80 a 90 euro za tonę. Wojna w Ukrainie doprowadziła jedynie do krótkotrwałego spadku cen



uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w 2022 r. Opracowanie własne na podstawie Think Tank Ember Carbon Price Tracker (Ember-Climate.org 2023).

Podczas gdy krótkoterminowe wahania cen uprawnień do emisji są bezpośrednio związane z europejską gospodarką i wahaniami popytu na energię elektryczną, długoterminowy trend jest determinowany przez decyzje polityczne. Prowadzi to do wyraźnej zmiany w europejskim przemyśle energetycznym w kierunku Zielonego Ładu. Obejmuje to zmniejszenie podaży uprawnień do emisji w celu stymulowania inwestycji w czyste, niskoemisyjne lub bezemisyjne technologie wytwarzania energii.

UE wyznacza cele redukcji poziomów emisji i wprowadza mechanizmy ograniczające nadpodaż uprawnień w stosunku do popytu. Według ostatnich prognoz powrót gospodarki UE na ścieżkę wzrostu i wprowadzenie nowych – wyższych – celów redukcji emisji w UE (o 60 procent w 2030 r. w porównaniu z 2005 r.) spowoduje, wzrost cen uprawnień do emisji do prawie 48,5 euro za tonę w 2025 r. i prawie 58,95 euro za tonę w 2030 r.<sup>6</sup> Są to bardzo ostrożne prognozy, ponieważ ceny uprawnień do emisji już w 2022 r. osiągnęły poziom 100 euro za tonę.

<sup>6</sup> Opracowanie własne na podstawie Think Tank Ember Carbon Price Tracker (Ember-Climate.org 2023).

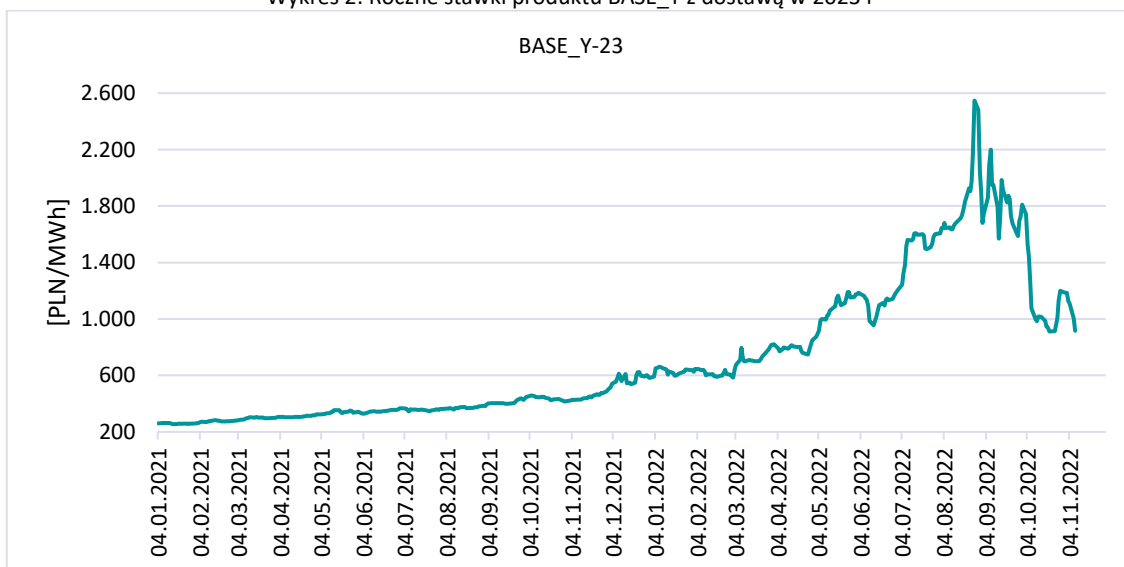
Jeśli chodzi o ceny jednostkowe energii elektrycznej, koszt 1 MWh energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni węglowej obejmuje ponad trzy czwarte tony CO<sub>2</sub> (według raportu KOBiZE (2022), wytworzenie 1 MWh, wraz z przesyłem energii do odbiorcy końcowego, wiąże się z emisją około 719 kg CO<sub>2</sub>). Tak znaczący udział CO<sub>2</sub> w produkcji energii elektrycznej w Polsce, która nadal opiera się na węglu, ma dotkliwe konsekwencje dla ceny energii, gdy tylko zmieniają się ceny certyfikatów EUA. Przy cenie CO<sub>2</sub> uprawnień do emisji na poziomie 90, koszt uprawnień dla 1 MWh energii elektrycznej w Polsce wynosi około 300 – 400 zł<sup>7</sup>.

Rynek energii charakteryzuje się obecnie niską stabilnością cen. Tak zwana „ustawa prądowa”<sup>8</sup>, wprowadzona pod koniec 2018 r., miała być w zamierzeniu Ministerstwa Energii skutecznym środkiem przeciwko podwyżkom cen. Jednak w dłuższej perspektywie ceny energii i innych powiązanych usług, w tym usług dystrybucji energii elektrycznej, ponownie wzrosły po 2020 roku. W 2020 r. na ceny energii wpłynęła pandemia koronawirusa, powodując ich spadek. Zamrożenie cen było jednorazowym środkiem dla konsumentów końcowych. W 2020 r. wprowadzono również rekompensatę dla konsumentów indywidualnych w pierwszym przedziale podatkowym (z rocznym dochodem poniżej 85 528 PLN / 18 978 EUR)

Ze względu na konflikt zbrojny w Ukrainie, trend wzrostowy cen energii nasilił się na początku 2022 r., osiągając najwyższy poziom ponad 2 000 PLN / 444 EUR za MWh w sierpniu i wrześniu.

Mechanizmy wprowadzone w związku z tzw. tarczami ochronnymi i ustawowym ustaleniem stałej ceny energii nie są trwałymi rozwiązaniami problemu, a raczej interwencją państwa w celu ustabilizowania rynku. Na tym etapie wiadomo, że okres ochronny wejdzie w życie w 2023 roku, ale prawdopodobnie i tak dojdzie do podwyżek cen. W 2022 r. VAT na energię wynosił 8%, a cena ustalona na 2023 r. została podana jako kwota netto. Jeśli więc stawka VAT powróci do poprzedniej stawki 23% z powodu interwencji UE, ostateczna cena wzrośnie. Ponadto należy wziąć pod uwagę możliwe podwyżki taryf dystrybucyjnych i opłat za energię elektryczną w 2023 roku.

Wykres 2: Roczne stawki produktu BASE\_Y z dostawą w 2023 r



Opracowanie własne na podstawie TGE (Towarowa Giełda Energii).

Na początku 2023 r. nastąpił znaczący spadek ceny energii w produkcie BASE\_Y\_23, gdzie indeksy giełdowe nie przekroczyły 900 PLN/200 EUR za MWh (cena bez dodatkowych opłat), co jest związane z

<sup>7</sup> 66-88 EUR.

<sup>8</sup> Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 19 lipca 2019 r. w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia.



wprowadzeniem mechanizmów regulacyjnych. Niemniej jednak należy się spodziewać, że w kolejnych latach również dojdzie do podwyżek cen energii – choć być może nie w takim stopniu jak na przełomie 2022 i 2023 roku.

Te czynniki i warunki rynkowe prowadzą do tego, że pojęcia „samowystarczalność energetyczna” lub „autokonsumpcja” nabierają nowego znaczenia. Władze lokalne i przedsiębiorstwa coraz częściej decydują się na inwestowanie we własne zdecentralizowane źródła energii odnawialnej<sup>9</sup>. Rozwiązania te, instalowane na terenie lokalnych urzędów i przedsiębiorstw, zaopatrują konsumentów, a tym samym przyczyniają się do bezpieczeństwa energetycznego i stabilności cen.

Innym obszarem związanym z energią jest niezależna dystrybucja energii, która jest działalnością koncesjonowaną podlegającą mechanizmom regulacyjnym Urzędu Regulacji Energetyki. Niezależnie od tego, również w tym przypadku należy spodziewać się wzrostu kosztów, ponieważ operatorzy sieci dystrybucyjnych będą musieli ponieść koszty modernizacji i rozbudowy sieci, takie jak wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych.

Koszty dystrybucji składają się z dwóch elementów:

- koszty stałe, zależne od zamówionej mocy elektrowni i są zasadniczo kosztami gotowości do zakupu energii z sieci, których nie możemy zmniejszyć,
- koszty zmienne, zależne od energii pobranej z sieci, tj. wartości pomiarowe i rozliczeniowe. Opłaty zmienne nie są pobierane, jeśli energia elektryczna jest wytwarzana w instalacjach fotowoltaicznych i zużywana w instalacji, co skutkuje oszczędnościami w tej części kosztów dystrybucji energii.

Gwałtownym wzrostem kosztów zmiennych dystrybucji jest tzw. opłata rynkowa za energię elektryczną w Polsce, która została wprowadzona od stycznia 2021 roku.

Tabela 1: Wysokość opłaty rynkowej za energię elektryczną w 2023 r.

Grupa taryfowa	Wysokość opłaty
G	Od 2,30 zł do 13,25 zł netto miesięcznie, w zależności od rocznego zużycia energii elektrycznej.
Inne grupy	102,60 zł/MWh netto (za energię użytą od poniedziałku do piątku w godzinach 7.00 – 22.00)

Źródło: PGE Dystrybucja S.A.

Dla odbiorców końcowych w taryfach G (osoby fizyczne) opłata rynkowa za energię elektryczną obliczana jest na podstawie rocznego zużycia energii i wynosi od 2,30 zł do 13,25 zł<sup>10</sup> netto miesięcznie. Dla pozostałych klientów opłata w wysokości 102,60/22,50 zł/MWh netto pobierana jest za energię użytą w godzinach 7:00 – 22:00 od poniedziałku do piątku. W tym przypadku opłata jest obliczana na podstawie standardowego profilu dla danej grupy taryfowej i na tej podstawie określana jest ilość energii. W przypadku klientów z inteligentnymi licznikami opłata jest obliczana na podstawie rzeczywistego godzinowego zużycia energii. Oznacza to, że źródło energii, które generuje energię, a jednocześnie znacznie zmniejsza zużycie energii instalacji, tym samym znacznie zmniejsza koszt opłaty rynkowej za energię elektryczną.

W praktyce opłaty rynkowe za energię elektryczną mogą rosnąć z roku na rok. Dla odbiorców z popularnymi taryfami<sup>11</sup> opłata w latach 2022-2023 wynosi 102,60/22,50 zł/eur za MWh. Im wyższe zużycie energii w godzinach szczytu, tym wyższy wzrost. W najgorszym hipotetycznym przypadku – dla konsumenta, który zużywa energię tylko w godzinach szczytu – koszty wynikające z opłaty rynkowej za energię elektryczną będą najwyższe. W 2021 r. wysokość opłaty rynkowej za energię elektryczną nadal wynosiła 76,20 zł za

<sup>9</sup>Na podstawie doświadczenia.

<sup>10</sup> 0,50 € do 2,90 €.

<sup>11</sup> Taryfy B i C są przeznaczone dla budynków użyteczności publicznej i przedsiębiorstw.

MWh, co potwierdza, że wysokość tej opłaty może wzrosnąć w kolejnych latach. Poniższa tabela przedstawia zmienne opłaty dystrybucyjne oraz ich bieżące i prognozowane kwoty.

Tabela 2: Porównanie zmiennych opłat dystrybucyjnych 2022 – 2023 dla taryf grupy „B”.

Rodzaj opłaty	Cel	Rok taryfowy 2022 [PLN/MWh]	Rok taryfowy 2023 [PLN/MWh]
Opłata EE	System wsparcia EE – przetargi	0,9	0
Opłata KWK	System wsparcia dla kogeneracji	4,06	4,96
Opłata jakościowa	Koszty operacyjne operatorów systemów przesyłowych	9,49	24,21
Zmienna opłata dystrybucyjna	Koszty zmienne eksploatacji DSO	68,98	97,15
Zużycie energii	Koszty na rynku energii elektrycznej	102,6	102,6
Całkowity potencjał redukcji taryf dla własnej elektrowni		186,03	228,92

Źródło: PGE Dystrybucja S.A.

Pewnym sposobem na obniżenie kosztów zmiennych opłat dystrybucyjnych jest utworzenie klastra energii (w świetle rozważanych zmian legislacyjnych, które mogłyby ułatwić start-upom), w którym rozważane są rabaty dla członków klastra w zależności od stopnia autokonsumpcji energii elektrycznej z własnych źródeł wytwórczych. W przypadku klastrów, które wytwarzają co najmniej 30 procent energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, zakłada się, że 40 procent rocznego bilansu jest pokrywane ze źródeł własnych, a energia wytwarzana z odnawialnych źródeł energii jest zwolniona z opłat wymienionych w tabeli 2, zgodnie z którą zmienna opłata dystrybucyjna jest uzależniona od stopnia zużycia własnego. Przy zużyciu własnym wynoszącym 40 procent obowiązuje zwolnienie ze zmiennej opłaty dystrybucyjnej w wysokości 10 procent. Zwolnienie wzrasta o pięć procent, jeśli konsumpcja własna wzrośnie o dziesięć procent. Podsumowując, własne odnawialne źródła energii w połączeniu z dobrze zaprojektowaną inicjatywą klastrową dla władz lokalnych to rozsądne podejście do zdecentralizowanej strategii energetycznej, która ma pozytywny wpływ na długoterminową stabilność kosztów energii elektrycznej.

### 3. Region hajnowski

Region hajnowski położony jest we wschodniej Polsce, w południowo-wschodniej części województwa podlaskiego.

#### 3.1. Warunki geologiczne i hydrogeologiczne

Ekspertyza geologiczna została opracowana z uwzględnieniem stanu prawnego na dzień 31.08.2022 r. w zakresie warunków geologicznych wydobycia energii geotermalnej, jakie mogą być spodziewane z potencjalnych wierceń w rejonie Hajnówki. Takie badanie jest niezbędne do określenia m.in. jakości i dostępności wód gruntowych. Istnieją pewne minerały i wartości pH w wodach gruntowych, które mogą mieć negatywny wpływ na pompy ciepła.

Odwierty te wykazały, że w okolicach Hajnówki nie ma możliwości wydobycia wody termalnej, której temperatura byłaby wystarczająca do bezpośredniego wykorzystania do ogrzewania.

Możliwe wykorzystanie energii geotermalnej w tym obszarze byłoby zatem związane z geotermią niskotemperaturową, tj. wykorzystaniem źródeł energii geotermalnej, których temperatura jest tak niska, że odzysk energii jest możliwy tylko za pomocą pomp ciepła. Biorąc pod uwagę warunki naturalne na miejscu oraz doświadczenie, na podstawie dotychczas wykonanych odwiertów można stwierdzić, że w celu jak najlepszego wykorzystania terenu Hajnówki i osiągnięcia zadowalającej efektywności energetycznej

geotermalnych pomp ciepła, konieczne będzie wykonanie odwiertów na głębokość co najmniej kilkudziesięciu metrów. W przypadku zastosowania systemów otwartych w okolicach Hajnówki powinny być wykonane odwierty o głębokości powyżej 100 m.

W rejonie Hajnówki czwartorzędowa warstwa wodonośna mająca znaczenie użytkowe nie różni się znacząco pod względem parametrów hydrogeologicznych od trzeciorzędowego poziomu wodonośnego. W obu przypadkach mamy do czynienia głównie z warstwami o średnich właściwościach filtracyjnych.

Chociaż parametry hydrogeologiczne obu opisanych poziomów wodonośnych w regionie hajnowskim nie różnią się znacząco, trzeciorzędowy poziom wodonośny jest znacznie ważniejszy i powinien ponosić główny ciężar użytkowania wód podziemnych. Wynika to z jego rozłożenia w całym regionie i znacznie większej stabilności wodonośności w różnych częściach miasta. Umożliwia to wydobycie znacznie większych ilości wody z tej warstwy wodonośnej. Z czysto technicznego i chemicznego punktu widzenia nie ma żadnych przeciwwskazań do wykorzystania wód gruntowych jako źródła ciepła.

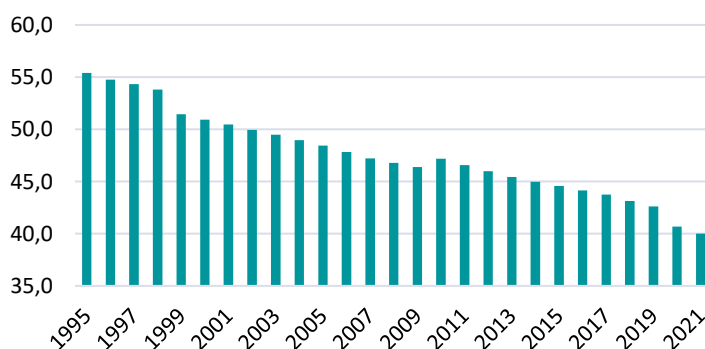
### 3.1.1. Wymogi prawne dotyczące prowadzenia prac geologicznych

Ocena sytuacji prawnej w Polsce pokazuje, że istnieją legalne sposoby wydobywania wód podziemnych na potrzeby projektów ciepłowniczych. Nie można jednak z góry jednoznacznie określić, która ścieżka jest właściwa. W zależności od głębokości wiercenia, wielkości wydobycia i innych czynników, za wydanie odpowiednich pozwoleń odpowiedzialne są różne organy.

Podstawowe regulacje prawne dotyczące wykonywania ww. prac związanych z wykorzystaniem energii geotermalnej wynikają z przepisów ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U.2022.1072 z późn. zm.). W przypadku wydobywania energii geotermalnej systemami otwartymi konieczne jest zatem prowadzenie prac geologicznych, tj. zgodnie z prawem wykonywanie w ramach prac geologicznych wszelkich prac poniżej powierzchni ziemi (art. 6 ust.1 pkt 11 PGG). Wszelkie prace wykorzystujące prace geologiczne podlegają procedurze projektowania i wykonywania określonej w ustawie Prawo geologiczne.

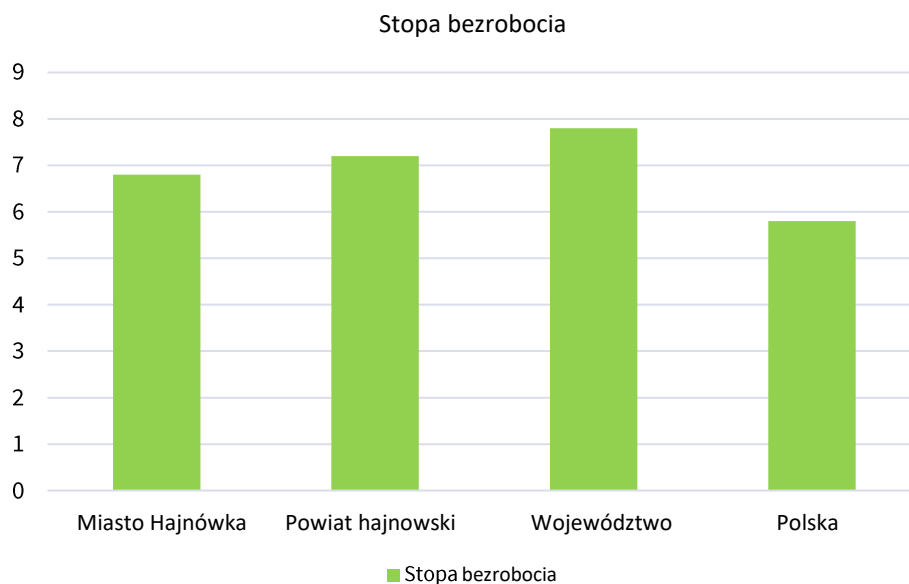
## 3.2. Informacje społeczno-ekonomiczne

Powiat hajnowski jest jednostką administracyjną o niewielkiej liczbie ludności i gęstości zaludnienia (Urząd Statystyczny w Białymstoku 2021a). Na obszarze 1624 km<sup>2</sup> mieszka 39 710 osób, co daje zaledwie 24,4 osoby na km<sup>2</sup>. Populacja powiatu nadal drastycznie spada z powodu niskiego wskaźnika urodzeń i niekorzystnego salda migracji. Rozwój ten zbiega się z sytuacją demograficzną całego województwa, które od kilku lat doświadcza spadku liczby ludności.



Wykres 3: Dynamika liczby ludności powiatu hajnowskiego w latach 1995-2021. (Urząd Statystyczny w Białymstoku 2021a).

W mieście Hajnówka około 24,8% mieszkańców jest zatrudnionych, z czego 53,7% stanowią kobiety, a 46,3% mężczyźni. Bezrobocie rejestrowane w 2021 r. wyniosło 6,8% (5,9% dla kobiet i 7,5% dla mężczyzn), czyli nieco mniej niż stopa bezrobocia w województwie podlaskim (7,8%) i znacznie więcej niż stopa bezrobocia w całej Polsce (5,8%) (Urząd Statystyczny w Białymstoku 2021b).

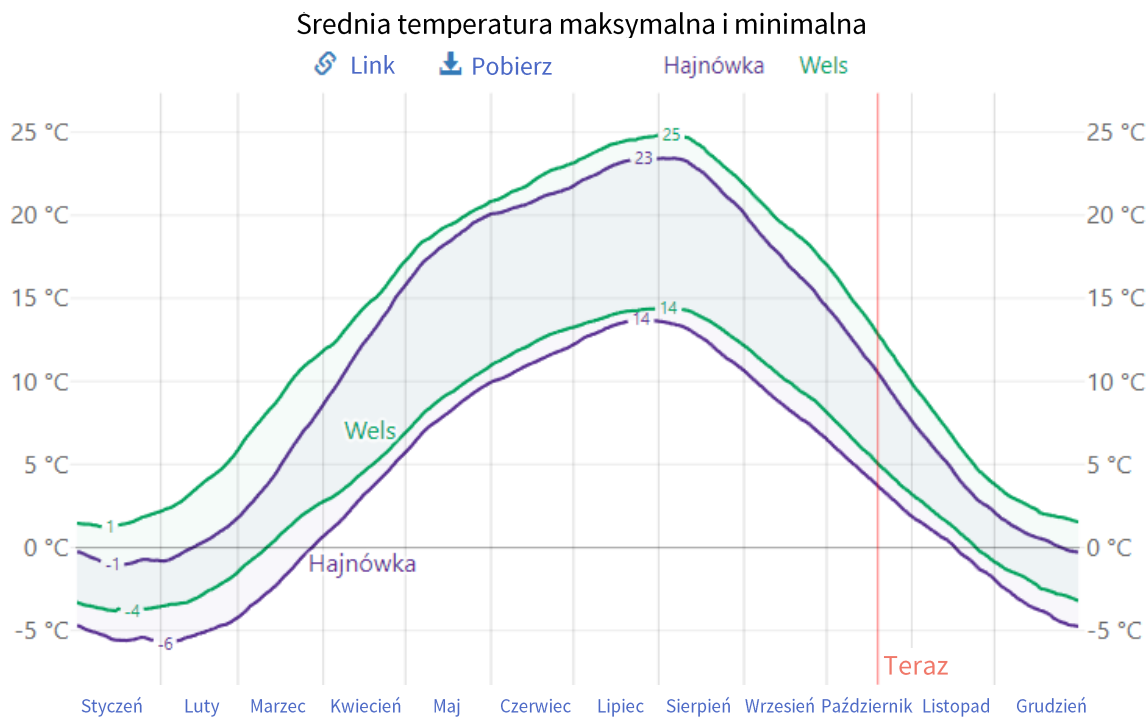


Wykres 4: Stopa bezrobocia w mieście Hajnówka na tle powiatu, województwa i kraju, stan na 2020 r. (Polska w Liczbach 2021b)

Podsumowując, można powiedzieć, że podobnie jak regiony wiejskie w Niemczech, region ten musi radzić sobie ze spadkiem liczby ludności, a także niskim zatrudnieniem, nawet jeśli stopa bezrobocia jest niższa niż średnia dla całego województwa.

### 3.3. Klimat w regionie

W Hajnówce latem temperatury są przyjemne, a niebo jest częściowo zachmurzone. Okres zimowy jest długi, mroźny, śnieżny, wietrzny i przeważnie pochmurny. W ciągu roku temperatura zwykle waha się od minus sześciu do plus 23 stopni Celsjusza i rzadko jest niższa niż minus 16 lub wyższa niż 29 stopni Celsjusza, jak pokazuje poniższa ilustracja.



Średnia dzienna temperatura maksymalna i minimalna na wysokości **2 metrów** nad ziemią.

Wysoko	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień
<b>Hajnówka</b>	-1 °C	0 °C	5 °C	12 °C	18 °C	21 °C	23 °C	22 °C	17 °C	11 °C	4 °C	1 °C
<b>Wels</b>	2 °C	4 °C	9 °C	15 °C	19 °C	22 °C	24 °C	24 °C	19 °C	13 °C	6 °C	2 °C
<b>Nisko</b>	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień
<b>Hajnówka</b>	-5 °C	-5 °C	-2 °C	3 °C	8 °C	11 °C	13 °C	12 °C	8 °C	4 °C	-0 °C	-4 °C
<b>Wels</b>	-4 °C	-3 °C	1 °C	5 °C	9 °C	12 °C	14 °C	14 °C	10 °C	5 °C	1 °C	-2 °C

Wykres 5: Porównanie profilu temperatury Hajnówki (Polska) z Wels (Austria).

Źródło [WeatherSpark.com](http://WeatherSpark.com)

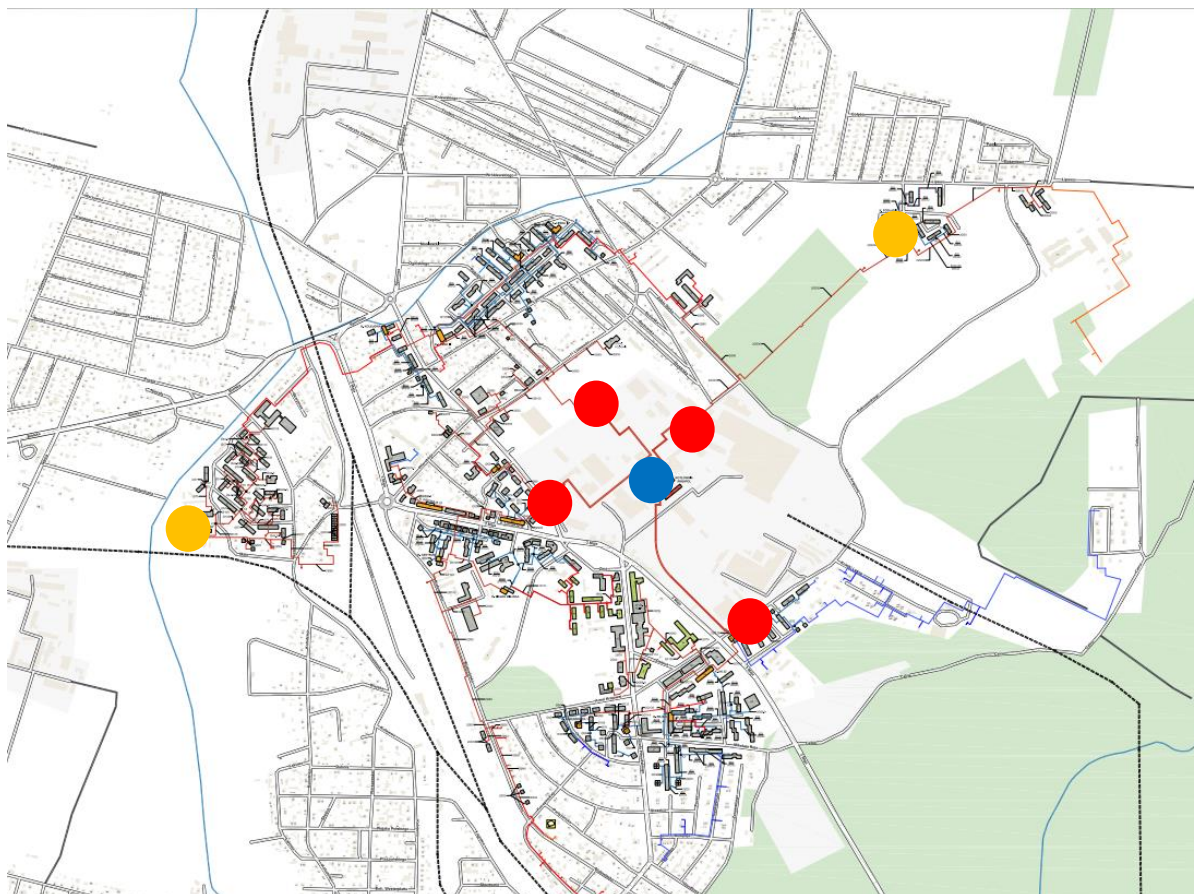
Temperatury w ciągu roku są bardzo podobne między Hajnówką a austriackim miastem Wels. W związku z tym firma Ochsner Process Energy Systems (OPES) przyjęła do dalszych rozważań podobne wartości empiryczne z poprzednich projektów w regionie austriackim.

### 3.4. Miejska sieć ciepłownicza – stan obecny

Sieć ciepłownicza miasta Hajnówka składa się z trzech czynnych kotłowni, które produkują ciepło dla sieci ciepłowniczej. Czwarta kotłownia jest obecnie nieaktywna i ma zostać zmodernizowana.

Jeden z czterech kotłów i powiązany z nim podajnik są obsługiwane przez prywatną firmę Solor, podczas gdy pozostałe trzy i sama sieć ciepłownicza należą do zakładów komunalnych (a tym samym do samego miasta).

Miasto posiada dwie kotłownie, które są ważne dla tego badania, kotłownię Podlasie i kotłownię Mazury. Systemy zasilające z kotłowni Solor do węzłów przesyłowych są własnością Solor. Zasilają one również bezpośrednio niektóre nieruchomości w pobliżu kotłowni.

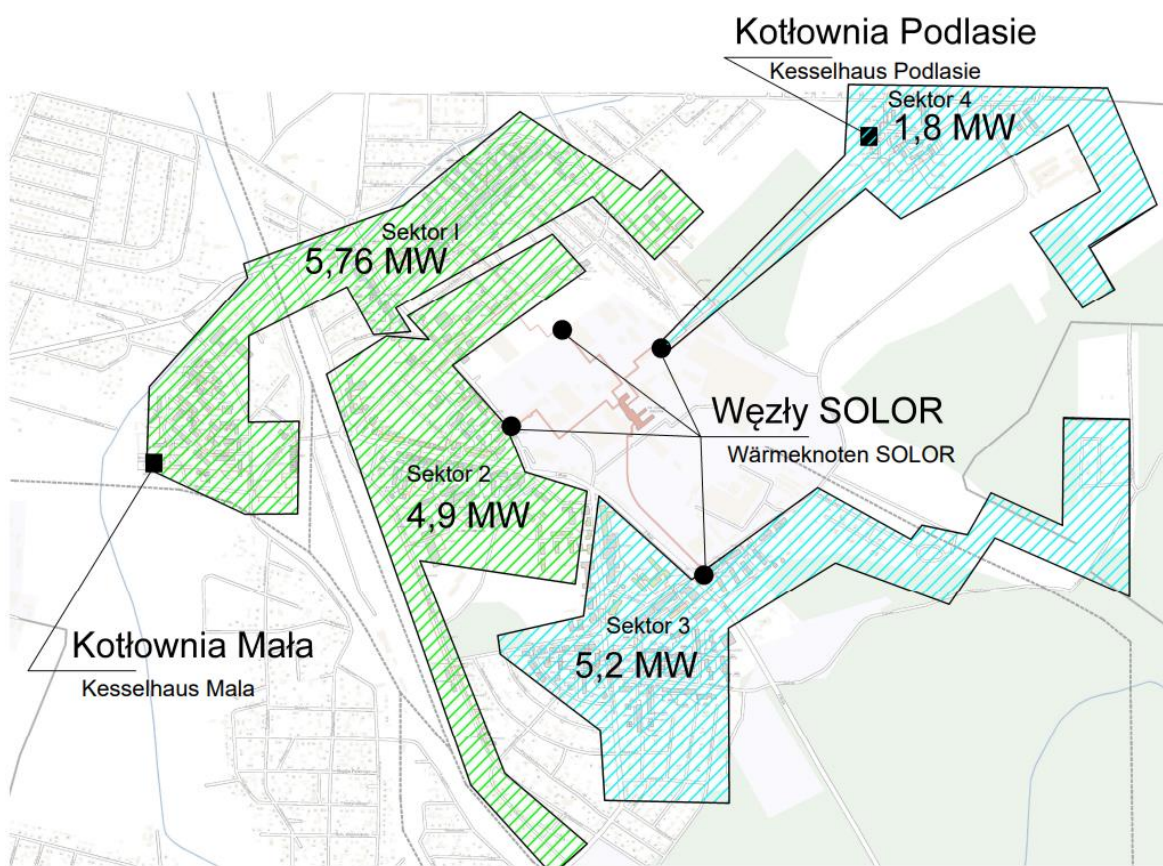


Legenda: ● Aktywna kotłownia miejska, ● węzeł ciepłowny  
— Rury ciepłne 130/70 stopni Rury ciepłne — 90/70 stopni.

Ilustracja 1: Mapa sieci ciepłowniczej w Hajnówce.

Żółte punkty to dwie czynne kotłownie miejskie. Podlasie na północnym wschodzie, Mała na zachodzie. Czerwone okręgi to węzły ciepłownicze Solor. Niebieski punkt reprezentuje kotłownię Solor. Czerwone linie to rury ciepłownicze, które pracują w temperaturze 130 stopni Celsjusza na zasilaniu i 70 stopni Celsjusza na powrocie. Linie niebieskie to ciągi sieciowe, które działają w temperaturze 90 stopni Celsjusza na zasilaniu i 70 stopni Celsjusza na powrocie. Źródło. PEC.

Sieć jest ogrzewana za pomocą pyłów węglowych i działa w temperaturze 130 stopni Celsjusza na zasilaniu i 70 stopni Celsjusza na powrocie (pokazane na czerwono), przy czym poziom temperatury jest obniżany w zależności od temperatury zewnętrznej. Ponadto istnieją ciągi sieciowe, które działają w temperaturze 90 stopni Celsjusza na zasilaniu i 70 stopni Celsjusza na powrocie (pokazane na niebiesko). Sieć podzielona jest na cztery sektory (patrz rysunek poniżej „Sektory Ciepłownicze PEC”).



Ilustracja 2: „Sektory ciepłownicze PEC”: Mapa sektorów hajnowskiej sieci ciepłowniczej.

Sektory pierwszy i drugi, a także trzeci i czwarty mają zgodnie z planami zakładów komunalnych zostać w przyszłości połączone. Wynikającą z tego moc zainstalowaną w czterech sektorach można zobaczyć w poniższej tabeli.

Tabela 3: Obecnie zainstalowane moce w czterech sektorach.

Sektor	Zainstalowana moc
Sektor 1	5,76 MW
Sektor 2	4,9 MW
Razem Centrala 1 Mazury /Mała	10,66 MW
Sektor 3	5,2 MW
Sektor 4	1,8 MW
Razem Centrala 2 Lipowa /Podlasie	7,0 MW
Razem	17,66 MW

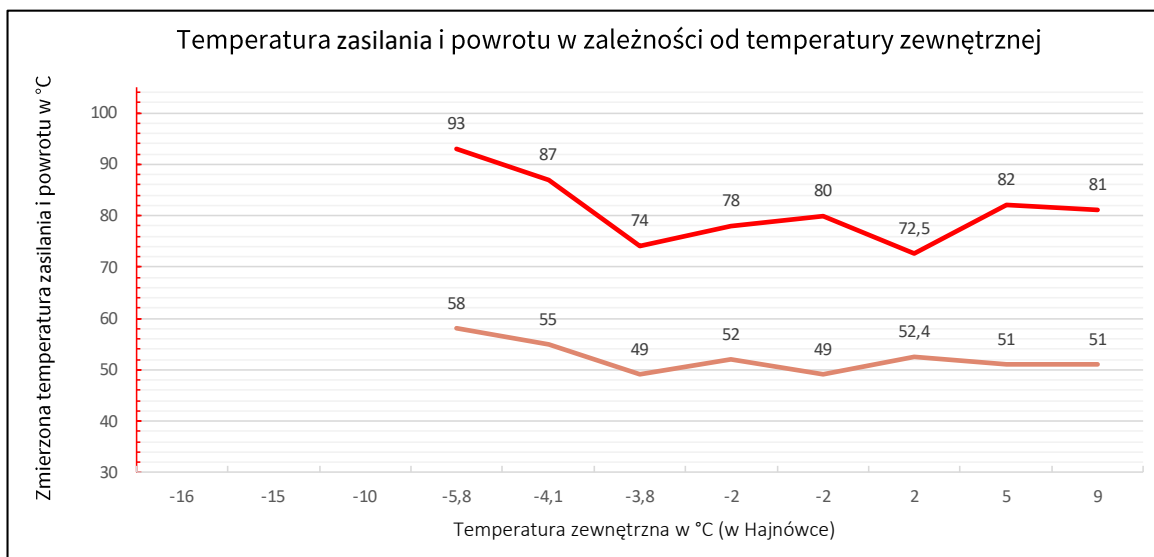
### 3.4.1. Temperatury sieci – zakres wahań

Według zakładu komunalnego, temperatury mogą zostać zimą obniżone do 105 stopni Celsjusza w sieci zasilającej i 60 stopni Celsjusza/55 stopni Celsjusza w sieci powrotnej. Operacją taką przeprowadzono próbnie w zimie 2022-2023. Przy niższej temperaturze sieci pompy ciepła musiałyby dostarczać mniej ciepła, co z kolei zwiększyłoby wartość wydajności systemów.

Latem temperatury w sieci zasilającej / powrotnej mogą spaść do 65 stopni Celsjusza / 45 stopni Celsjusza do 70 stopni Celsjusza / 50 stopni Celsjusza. W międzyczasie temperatura zasilania jest płynnie regulowana zależnie od temperatury zewnętrznej.

### 3.4.2. Pomiar rzeczywistej temperatury sieci zasilającej

Jedną z ważnych kwestii jest rzeczywista temperatura zasilania i powrotu wymagana w hajnowskiej sieci ciepłowniczej. W celu zachowania bezpieczeństwa zainstalowano odpowiednie urządzenia pomiarowe zarówno w trzech węzłach dystrybucyjnych Solor, jak i w kotłowni Mała Mazury. Od późnej jesieni 2022 r. sieć ciepłownicza działała w planowanych niższych temperaturach (zimą 105 stopni Celsjusza na wejściu do sieci i 50 stopni Celsjusza na wylocie z sieci) i była odpowiednio monitorowana.



Wykres 6: Temperatury zasilania i powrotu sieci ciepłowniczej Hajnówka w zależności od temperatury zewnętrznej.

Okazuje się, że planowane obniżenie temperatury do 105 stopni Celsjusza przy 50 stopniach Celsjusza jest w praktyce możliwe. Przy planowaniu wdrożenia należy wziąć pod uwagę cały okres zimowy, a także temperatury sieci nawet w chłodniejsze dni.

## 4. Koncepcja pompy ciepła

W oparciu o wyniki monitoringu stacje pomp ciepła zostały zaprojektowane w taki sposób, aby temperatura powrotu z sieci była podnoszona przez pompy ciepła z 50 stopni Celsjusza do 80 stopni Celsjusza. Systemy kotłów zwiększają następnie temperaturę zasilania do 105 stopni Celsjusza, w zależności od wymagań i temperatury zewnętrznej. W ten sposób centrale pomp ciepła pokrywają obciążenie samej sieci do około minus dwóch stopni Celsjusza. Tak więc biwalentna praca równoległa zgodnie z normą DIN 4701 skutkuje pokryciem rocznej pracy grzewczej w około 90%, patrz specyfikacje normy DIN 4701 w poniższej tabeli.

Tabela 4: Udział pokrycia w rocznej pracy grzewczej w trybie biwalentnym równoległym

Punkt biwalentny [°C]	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5
Udział mocy $\mu$ (-)	0,77	0,73	0,69	0,65	0,62	0,58	0,54	0,5	0,46	0,42	0,38	0,35	0,31	0,27	0,23	0,19
Współczynnik pokrycia $\alpha_{Hig}$ [-] przy biw. pracy równoległej	1	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,93	0,9	0,87	0,83	0,77	0,7	0,61
Współczynnik pokrycia $\alpha_{Hig}$ [-] przy biw. pracy alternatywnej	0,96	0,96	0,95	0,94	0,93	0,91	0,87	0,83	0,78	0,71	0,64	0,55	0,46	0,37	0,28	0,19

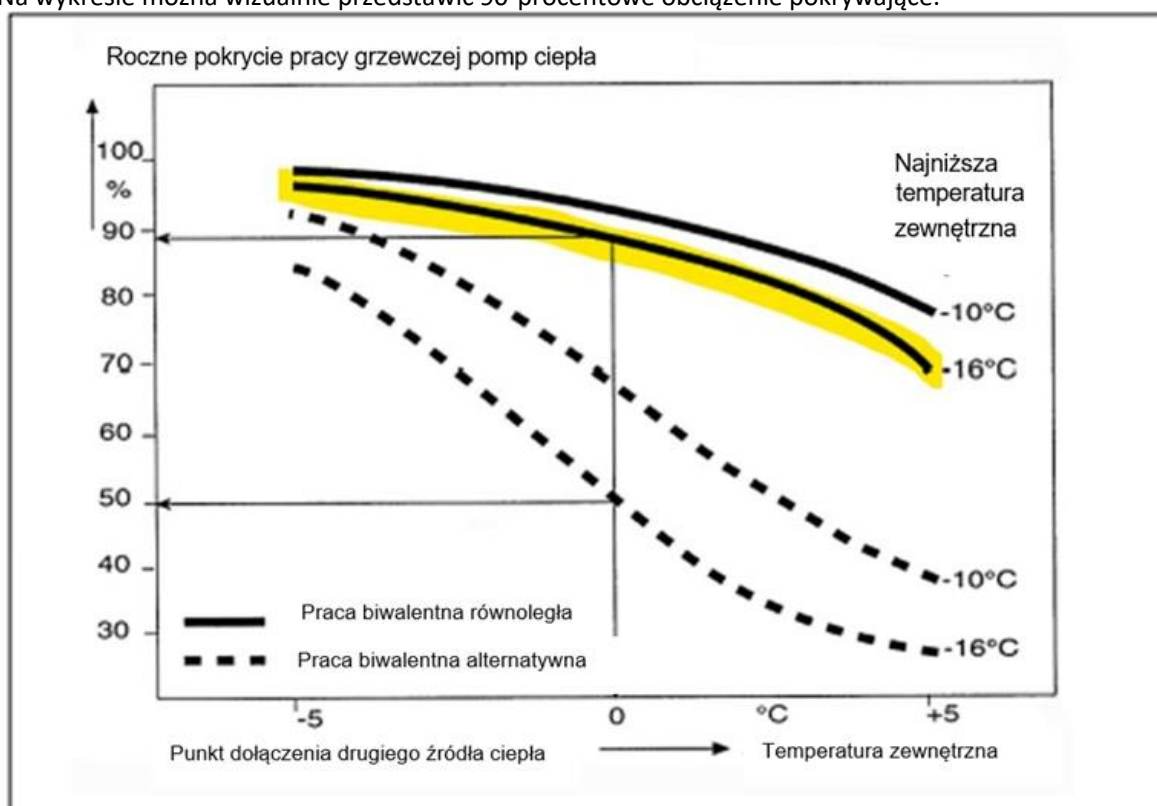
Źródło: DIN 4701.



W trybie biwalentnym równoległym pompa ciepła i alternatywne źródło ogrzewania współpracują ze sobą od określonej temperatury zewnętrznej, tj. pompa ciepła nadal pracuje, a kocioł podnosi temperaturę w razie potrzeby. W trybie biwalentnym alternatywnym pompa ciepła wyłącza się przy określonej temperaturze zewnętrznej, a alternatywne źródło ogrzewania (kocioł) przejmuje całe obciążenie. Punkt przełączania nazywany jest punktem biwalentnym.

Poniżej przedstawiono udział rocznej energii grzewczej pokrywanej zgodnie z normą DIN 4701: Sieć ciepłownicza lub instalacja grzewcza zapewnia określoną roczną pracę grzewczą, jest to całkowita ilość dostarczanego ciepła. Elektrownie pracują z pełną mocą tylko przez kilka godzin w roku, ale głównie w sposób ciągły z obciążeniem częściowym. Oznacza to, że przy mocy pompy ciepła wynoszącej 46% całkowitej mocy, można zapewnić 90% rocznej pracy grzewczej.

Na wykresie można wizualnie przedstawić 90-procentowe obciążenie pokrywające.



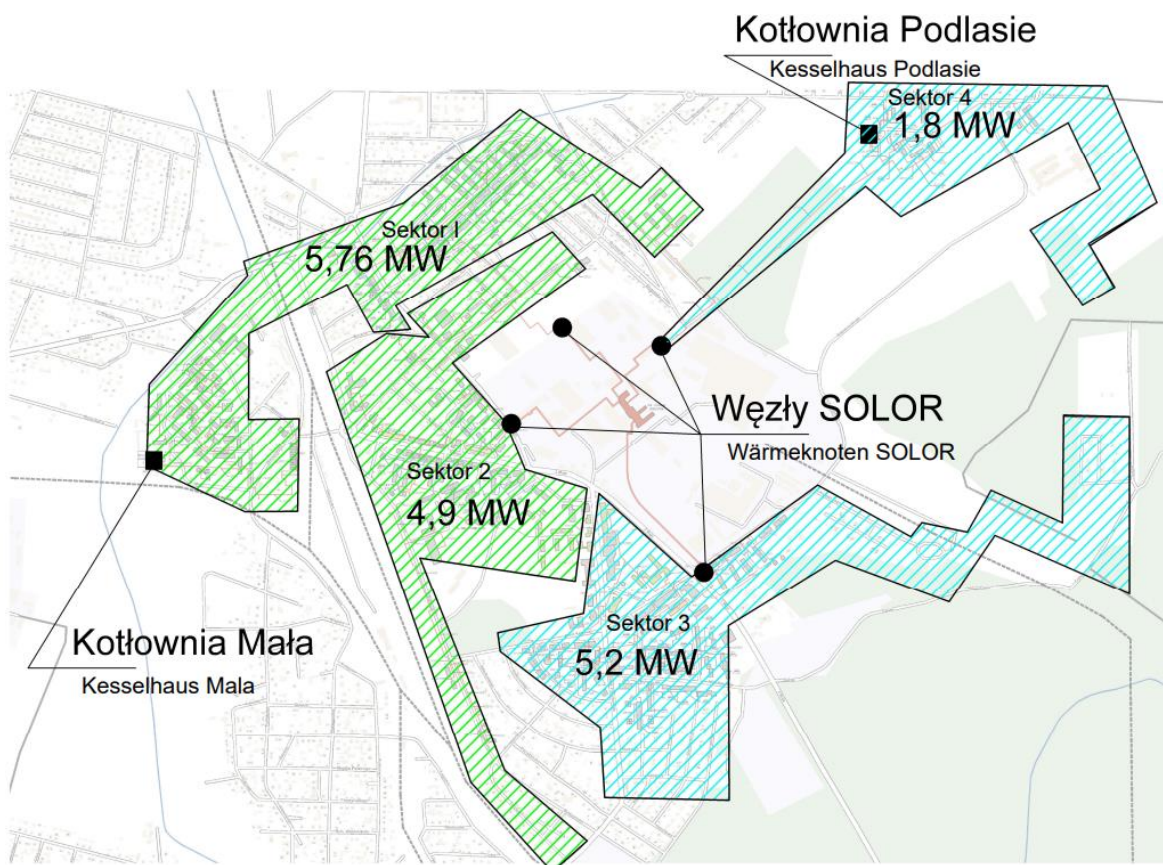
Wykres 7: Udział pokrycia w rocznej pracy grzewczej w trybie biwalentnym równoległym. (Ochsner 2007).

Wykres przedstawia dwie różne minimalne temperatury zewnętrzne (-10°C i -16°C) oraz, w zależności od punktu biwalentnego, część rocznej pracy grzewczej pokrywanej przez pompy ciepła. Minimalna temperatura zewnętrzna określona dla Hajnówki jest zaznaczona na żółto.

Gdyby poziom temperatury w sieci ciepłowniczej Hajnówki nie został obniżony, nie byłaby możliwa alternatywna praca równoległa i konieczne byłoby zaprojektowanie alternatywnej pracy biwalentnej. Przy takiej pracy pompy ciepła pokrywałyby tylko 78% rocznego zapotrzebowania na ciepło, zamiast około 95% przy biwalentnej pracy równoległej.

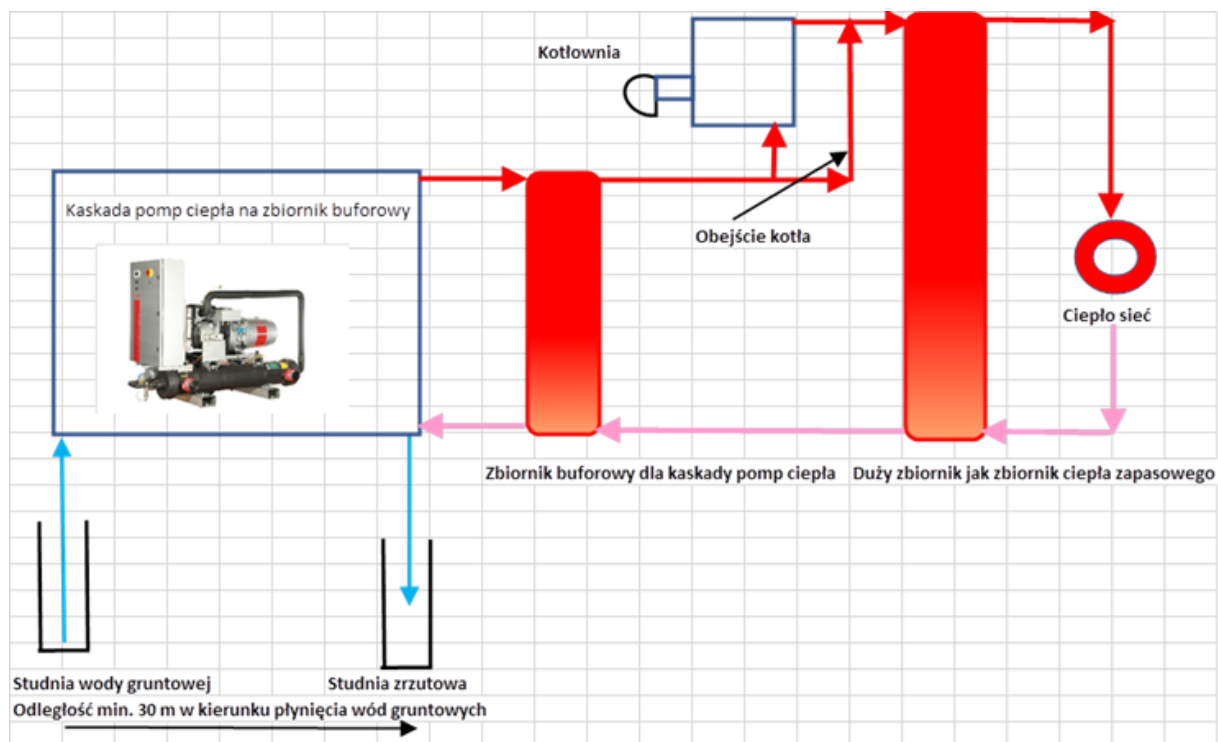
Ze względu na maksymalną wymaganą temperaturę zasilania w sieci grzewczej wynoszącą 105 stopni Celsjusza przy temperaturze powrotu 55 stopni Celsjusza, konstrukcja monowalentnej pompy ciepła nie ma już sensu. Konieczne byłoby zastosowanie dwustopniowych systemów pomp ciepła, których roczne współczynniki wydajności nie byłyby już bardzo efektywne. Będą to wartości poniżej 2,0.

Planowane są dwie stacje pomp ciepła, po jednej w kotłowniach Małej i Podlaskiej. W przyszłości sektory 1 i 2 będą zaopatrywane w ciepło przez stację pomp ciepła 1, a sektory 3 i 4 przez stację pomp ciepła 2.



Ilustracja 3: „Sektory ciepłownicze PEC”: Mapa sektorów hajnowskiej sieci ciepłowniczej.

Poniższy rysunek 4 przedstawia ideowy schemat integracji dużych pomp ciepła z lokalną siecią ciepłowniczą w Hajnowce (brak ideowego schematu integracji hydraulicznej).



Ilustracja 4: Schemat blokowy, przykładowy dla obu stacji pomp ciepła.

## 4.1. Źródła ciepła

Duże pompy ciepła mogą wykorzystywać różne źródła ciepła do pochłaniania energii cieplnej i doprowadzania jej do wyższego poziomu temperatury. Poniżej przedstawiono bliżej niektóre z tych źródeł.

### 4.1.1. Wody gruntowe

Duże pompy ciepła mogą wykorzystywać wody gruntowe jako źródło ciepła. W tym procesie pobierana jest zimna woda gruntowa, zawarta w niej energia cieplna jest odbierana za pomocą wymiennika ciepła, a następnie schłodzona woda jest wprowadzana z powrotem pod ziemię.

Wody gruntowe byłyby optymalnym źródłem energii dla stacji pomp ciepła w Hajnówce. Na chwilę obecną Zakład Gospodarki Komunalnej w Hajnówce nie jest jeszcze w stanie wydać ostatecznego oświadczenia w sprawie dostępności wody. Zgodnie z obecnym stanem wiedzy, zasoby wód podziemnych powinny być wystarczające (patrz rozdział 3.13). Zaleca się jednak wykonanie odpowiednich odwiertów testowych, aby upewnić się, że zasoby wód gruntowych są zabezpieczone. Przy planie wykonawczym należy sprawdzić, czy taka ilość wód gruntowych będzie mogła być wydobyta lub będzie wolno ją wydobyć, a także odpowiedni projekt wymaganych studni chłonnych.

Jeśli woda gruntowa nie jest dostępna w wystarczających ilościach lub nie może być wykorzystana, wówczas alternatywą mogą być pompy ciepła powietrze-woda. Jednak ze względu na niższe temperatury powietrza w półroczu zimowym, wyniki wydajności lub roczne współczynniki wydajności są niższe niż w przypadku wykorzystania wód gruntowych przy stałej temperaturze 10 stopni Celsjusza.

### 4.1.2. Ścieki

Duże pompy ciepła mogą również wykorzystywać energię cieplną ze ścieków lub oczyszczalni ścieków. Ciepłe ścieki są przepuszczane przez wymiennik ciepła w celu odzyskania zawartego w nich ciepła.

Schłodzone ścieki są następnie zwracane do kanalizacji lub oczyszczalni ścieków. Jest to możliwe w przypadku jednej z pomp ciepła w pierwszej stacji. Pompa ciepła zasilana energią ze ścieków potrzebowałaby ok. 104 m<sup>3</sup> na godzinę z wymiennika ciepła, który musiałby zostać jeszcze zainstalowany. Niestety pomimo wystarczającej mocy cieplnej<sup>12</sup>, oczyszczalnia ścieków nie nadaje się jako źródło energii: Oczyszczalnia ścieków nie ma połączenia z siecią ciepłowniczą i znajduje się zbyt daleko od kotłowni i sieci ciepłowniczej, aby mogła działać ekonomicznie. Instalacja znajduje się na południowym skraju obszaru miejskiego. Podłączenie do sieci ciepłowniczej byłoby zbyt czasochłonne i kosztowne.

Nieoczyszczone ścieki z głównego kolektora są również możliwym źródłem ciepła, ponieważ główny kolektor przechodzi w pobliżu kotłowni Mazury/ul. Mała. Główna przepompownia ścieków oddalona jest o około 300 m. Główny kolektor ma średnicę DN 1000.

Pierwsze dane dotyczące ilości ścieków z jeszcze krótkiego okresu obserwacji przedstawiono w załączniku. Dane za miesiące od sierpnia do grudnia 2022 r. nie były jeszcze dostępne podczas przygotowywania niniejszej koncepcji. W celu odzyskiwania ciepła, w kanalizacji zostaną zainstalowane odpowiednie wymienniki ciepła do pozyskiwania energii cieplnej ze ścieków. Według przedsiębiorstwa komunalnego, ten główny kolektor będzie remontowany w najbliższej przyszłości. Remont mógłby odbyć się niemal jednocześnie z instalacją wymiennika ciepła w kanale. Zanim jednak będzie możliwy montaż kanałowego wymiennika ciepła, zakończony musi zostać remont. W przeciwnym razie dolna część rury kanalizacyjnej nie mogłaby zostać wyremontowana, ponieważ wymiennik ciepła spoczywałby na niej lub byłby na niej zamontowany.

Minimalny średni dzienny przepływ wynosi 3000 m<sup>3</sup>. Jest to godzinowa objętość wody wynosząca 125 m<sup>3</sup>/h. Przy chłodzeniu o 3,4 stopnia Celsjusza powstaje moc 500 kW, która byłaby dostępna jako minimalna stała energia źródłowa.

Dokładna temperatura ścieków w głównym kolektorze jest obecnie nieznana. Doświadczenie pokazuje, że temperatury w kanałach ściekowych mogą wynosić od 13 do 15 stopni Celsjusza.

#### 4.1.3. Inne źródła

Inne teoretycznie możliwe źródła to:

- **Wody powierzchniowe:**  
Rzeki, jeziora lub stawy mogą służyć jako źródła ciepła dla dużych pomp ciepła. Woda powierzchniowa jest przepuszczana przez wymiennik ciepła w celu absorpcji zawartego w niej ciepła. Schłodzona woda jest następnie odprowadzana z powrotem do cieku wodnego. Nie jest to możliwe w obszarze miejskim.
- **Gleba:**  
Energia geotermalna może być pozyskiwana z ziemi. W tym przypadku sondy geotermalne lub kolektory geotermalne są instalowane w glebie. Absorbują one naturalne ciepło gruntu i przewodzą je do pompy ciepła. Dotychczasowe badania geologiczne sugerują, że takie źródło ciepła nie jest obecne (patrz rozdział 3).
- **Procesy przemysłowe:**  
W niektórych przypadkach duże pompy ciepła mogą wykorzystywać energię cieplną z procesów przemysłowych. Mogą to być źródła ciepła odpadowego, takie jak układy chłodzenia, spaliny lub procesy produkcyjne, w których uwalniane jest ciepło. W mieście nie znaleziono wystarczającego źródła ciepła odpadowego. Wprawdzie w mieście występują przemysłowe źródła ciepła

---

<sup>12</sup> Ilość wody w pierwszym zbiorniku uzdatniania: 2000 m<sup>3</sup>/dzień podzielone przez 24 h = 83,3 m<sup>3</sup>/h razy delta T = 4 stopnie Celsjusza daje 387 kW, przy drugim: 6000 m<sup>3</sup>/dzień podzielone przez 24 h = 250 m<sup>3</sup>/h razy delta T = 4 stopnie Celsjusza daje 1162 kW.

odpadowego. Aby nie tworzyć zależności<sup>13</sup> od przedsiębiorstwa działającego w sektorze prywatnym, ta ścieżka nie jest kontynuowana w badaniu.

## 4.2. Stacje pomp ciepła

Podczas gdy jedna pompa ciepła ma wykorzystywać nieoczyszczone ścieki (patrz 4.1.2), pozostałe pompy mają wykorzystywać wody gruntowe jako źródło.

Według Miejskiego Zakładu Gospodarki Komunalnej w Hajnówce zapotrzebowanie na moc dla stacji pomp ciepła nr 1 dla dwóch zasilanych sektorów wynosi 5,76 MW i 4,9 MW. Odpowiada to łącznej mocy 10,66 MW. System pomp ciepła zapewnia około 52 procent wymaganej mocy grzewczej i będzie w stanie samodzielnie zasilac sieć do około minus dwóch stopni Celsjusza. Ta stacja pomp ciepła w kotłowni Mała może być wyposażona w osiem dużych pomp ciepła<sup>14</sup>, dwie połączone równolegle w kaskadę (po stronie spadku = sieć ciepłownicza). Źródłem energii dla siedmiu pomp ciepła jest woda gruntowa. W przypadku ósmej pompy ciepła energia ścieków jest dostarczana za pomocą wymiennika ciepła w kolektorze głównym (patrz wyżej). Dla kaskady pomp ciepła należy zastosować warstwowy zbiornik buforowy o pojemności co najmniej 110 m<sup>3</sup>. Ponadto zalecane są dwa zbiorniki ciepła o pojemności 150 m<sup>3</sup> każdy, aby wykorzystać nadwyżkę energii elektrycznej z wiatru lub fotowoltaiki do wytwarzania ciepła i móc przechowywać określone ilości ciepła<sup>15</sup>.

W stacji pomp ciepła nr 2 (kotłownia Podlasie) miało być zastosowanych pięć dużych pomp ciepła, również połączonych w kaskadę. Źródłem energii dla pięciu pomp ciepła jest wyłącznie woda gruntowa. Warstwowy zasobnik buforowy dla kaskady pomp ciepła powinien mieć pojemność co najmniej 70 m<sup>3</sup>. Jako magazyn ciepła w sieci zaleca się jednorazowo 150 m<sup>3</sup>. Magazyny mogą być mniejsze niż w Stacji 1, ponieważ zainstalowano mniej pomp ciepła.

Wartość COP wynosi średnio około 3,1<sup>16</sup>. Tolerancja statystyczna wynosi 10%. Z doświadczenia wynika, że od wartości współczynnika COP należy odjąć około 15% na potrzeby działania pomp.<sup>17</sup> Na podstawie zarchiwizowanych danych pogodowych i tak zwanego średniego rocznego współczynnika efektywności produkcji (COP) w funkcji temperatur zewnętrznych, prognozowano zapotrzebowanie na energię elektryczną do obsługi pomp ciepła wraz z powiązaną infrastrukturą. Współczynnik ten opisuje zależność między zapotrzebowaniem na energię elektryczną a ilością wytworzonego ciepła.

Tabela 5: Zestawienie stacji pomp ciepła 1 i 2.

Razem	Stacja pomp ciepła 1			Stacja pomp ciepła 2			Pompa ciepła 1 + 2	Suma 1 + 2 pompy ciepła + kocioł
	8 pomp ciepła	Moc kotła	Razem 1	5 pomp ciepła	Moc kotła	Razem 2		
Moc grzewcza QH w kW	5.564,0	5.087,2	10.651,2	3.503,0	3.488,4	6.991,4	9.067,0	17.642,6
pobór mocy elektrycznej N w kW	1.802,0			1.131,0			2.933,0	
Moc chłodnicza QK <sup>18</sup> w kW	3.762,0			2.372,0			6.134,0	
COP Hzg	3,1			3,1			3,1	

<sup>13</sup> Zmiany w procesach produkcyjnych lub sposobie działania firmy mogą wpływać na dostępność i jakość ciepła odpadowego. Ważne jest, aby wziąć to pod uwagę przy planowaniu i zawieraniu umów z firmą.

<sup>14</sup> Typ Ochsner WP IWWHS 740 ER7c2.

<sup>15</sup> Warstwowy zbiornik buforowy to specjalny rodzaj zasobnika ciepła wykorzystywany do uwalniania ciepła ze źródła ciepła i w razie potrzeby. W przeciwieństwie do konwencjonalnego zbiornika buforowego, który po prostu przechowuje energię cieplną i uwalnia ją później, warstwowy zbiornik buforowy jest w stanie przechowywać i uwalniać energię cieplną warstwami.

Warstwowy zbiornik buforowy składa się z kilku warstw o różnych temperaturach. Warstwy są oddzielone od siebie za pomocą urządzenia warstwującego, takiego jak trójnik lub płyta warstwowa. Ciepłsze źródło ciepła doprowadza ciepłą wodę do górnej warstwy warstwowego zbiornika buforowego, gdzie gromadzi się i ochładza, aż osiągnie temperaturę warstwy poniżej. Gdy górna warstwa ostygnie, źródło ciepła jest włączane w celu ponownego podgrzania wody w górnej warstwie i powtórzenia procesu.

<sup>16</sup> W stacji pompy ciepła 1 na poziomie 3,09.

<sup>17</sup> Agregaty pomocnicze, pompy zasilające do studni, pompy cyrkulacyjne do kaskadowych pomp ciepła itp.

<sup>18</sup> Moc chłodnicza określa zdolność pompy ciepła do zapewnienia żądanej mocy chłodniczej i obniżenia temperatury chłodzonego medium do żądanej wartości.

Dwie stacje pomp ciepła pokrywają nieco ponad 50 procent mocy grzewczej wymaganej dla sieci ciepłowniczej i zapewniają około 90 procent rocznej pracy grzewczej.

Moc elektryczna w punkcie pracy wynosi nieco poniżej 3000 kW. Przy 15 procentach wymaganych do pracy, wymagana moc elektryczna wynosi około 3500 kW.

Przy niższych temperaturach zewnętrznych systemy kotłów, np. kocioł na biomase, musiałyby zapewnić dodatkową wymaganą moc grzewczą. Zasadniczo stacja pomp ciepła może również zapewniać temperatury zasilania powyżej 80 stopni Celsjusza (maksymalnie do 90 stopni Celsjusza). Jednak wartość wydajności jest wtedy zmniejszona.

Rozważania te pokazują, że technicznie możliwe jest obniżenie emisyjności dużej części miejskiej sieci ciepłowniczej i zasilanie jej pompami ciepła.

## 5. Pokrycie zapotrzebowania pomp ciepła na energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii

Optymalnym sposobem pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną dla projektu w Hajnówce jest wytwarzanie energii z własnych źródeł odnawialnych gminy, przy jednoczesnym wykorzystaniu energii z punktów poboru przypisanych do tej gminy (pompy ciepła i inne).

Profil zużycia energii przez elektrownie i pompy ciepła nie pokrywa się całkowicie z profilem wytwarzania energii przez elektrownie fotowoltaiczne, dlatego należy również wykorzystać źródła wiatrowe. W ramach rozliczania i bilansowania wytworzonej energii należy również wykorzystać energię z publicznej sieci elektroenergetycznej.

Chociaż możliwe jest osiągnięcie pełnej samowystarczalności (tj. wytwarzanie takiej samej ilości energii, na jaką jest zapotrzebowanie) dzięki technologiom OZE w ramach profilu rocznego, nie będzie możliwe pełne zrównoważenie wytwarzania i zapotrzebowania w ramach bilansów dziennych i godzinowych. Wszelkie występujące odchylenia muszą być kompensowane za pośrednictwem publicznego systemu elektroenergetycznego poprzez sprzedaż nadwyżek i zakup niedoborów. W celu utrzymania zielonej energii, energia kupowana z systemu będzie energią z gwarancją pochodzenia, tj. z innych źródeł OZE – np. biogazowni.

Instalacje OZE nie wymagają podczas pracy znaczącej kontroli ze strony eksploatatora, a bieżąca konserwacja ogranicza się do cyklicznych (zwykle corocznych) przeglądów technicznych.

Godzinowy profil mocy zapotrzebowania pomp ciepła na energię elektryczną jest potrzebny do zaprojektowania elektrowni OZE i oszacowania jednoczesnego pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną z elektrowni OZE do zasilania pomp ciepła. W celu wygenerowania godzinowego profilu poboru mocy należy najpierw określić godzinowe zapotrzebowanie sieci na moc grzewczą.

Podstawą do analizy wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz oszacowania kosztów dostarczenia energii dla przedstawionego powyżej systemu pomp ciepła jest przedstawienie trendów kształtujących obecnie rynek energetyczny. W wyniku rosnących kosztów paliw kopalnych (zaostrzonych przez wojnę Rosji z Ukrainą), Polska odnotowała wzrost cen energii.

Zmianom tym towarzyszy – z różnym skutkiem – prawodawstwo, z jednej strony doraźne środki ochronne, takie jak dotacje na wzrost cen, a z drugiej strony nowe opłaty, które zwiększają koszty dla konsumentów końcowych przy jednoczesnym utrzymaniu zakładów o wysokim poziomie emisji. W tej sytuacji budowa

własnych elektrowni jest dobrym rozwiązaniem, aby obniżyć koszty energii elektrycznej i złagodzić ryzyko związane ze wzrostem cen energii elektrycznej.

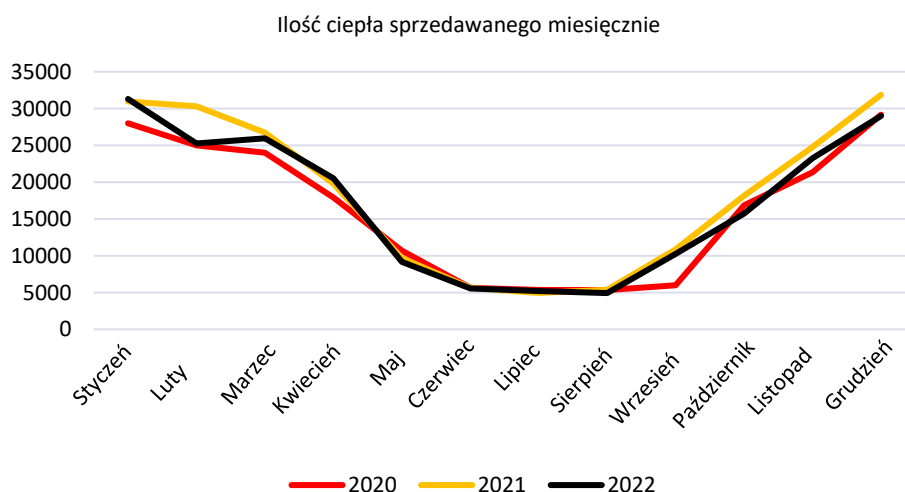
W ramach tej koncepcji opracowano bilans energetyczny energii elektrycznej dla miasta Hajnówka oraz bilans energetyczny wykorzystania pomp ciepła w miejskiej sieci ciepłowniczej. Dane zostały udostępnione przez miasto. Na tej podstawie obliczono wydajność elektrowni, aby wygenerować wystarczającą ilość energii do zaspokojenia zapotrzebowania. Wykazano wpływ rozbieżności profili wytwarzania i zużycia energii dla badanych jednostek, co wymusza stosowanie różnych technologii wytwarzania oraz zakup niedoborów lub sprzedaż nadwyżek do sieci elektroenergetycznej.

## 5.1. Określenie zapotrzebowania na energię elektryczną

Należy podkreślić, że zapotrzebowanie na energię elektryczną dla pomp ciepła jest szacunkowe i może różnić się od zakładanych wartości podczas fizycznej eksploatacji źródeł wytwarzania pomp ciepła. Zależy to od czynników wpływających na działanie pomp ciepła, a mianowicie zapotrzebowania na energię cieplną po stronie odbiorcy, na które wpływają głównie niskie temperatury zewnętrzne.

Ponieważ założeniem projektu jest pokrycie zapotrzebowania na energię do pracy pompy ciepła w jak największym stopniu ze źródeł odnawialnych, wymagany jest podział zapotrzebowania na dzienne i godzinowe. Nakładając profile zapotrzebowania na profile wytwarzania energii, można określić nadwyżki i deficyty energii. Na podstawie bilansu energii elektrycznej można podjąć próbę wyboru technologii wytwarzania w taki sposób, aby samowystarczalność, tj. równowaga między wytwarzaniem a zużyciem, wynosiła prawie 100 procent.

Na podstawie dostarczonych danych dotyczących produkcji energii cieplnej wprowadzanej do sieci ciepłowniczej, zapotrzebowanie na energię pomp ciepła zostało określone przy użyciu współczynnika COP. Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest określane poprzez skorelowanie zapotrzebowania na ciepło z temperaturą zewnętrzną. Jako punkt odniesienia dla zapotrzebowania na ciepło wykorzystano dane dostarczone przez PEC Hajnówka dotyczące zapotrzebowania na ciepło w funkcji temperatury. PEC zainstalował system pomiarowy w czerwcu 2022 r., więc dostarczone dane obejmują tylko połowę statystycznego rocznego cyklu grzewczego. Dane te zostały uzupełnione o historyczne dane meteorologiczne z Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej. Następnie ekstrapolowano zużycie energii elektrycznej. Jak wspomniano w poprzednim rozdziale, do obliczeń wykorzystano współczynnik COP równy 3,1 dla pierwszej stacji pompy ciepła i współczynnik COP równy 3,09 dla drugiej stacji pompy ciepła (patrz rozdział 4.2).



Wykres 8: Ilość ciepła sprzedawanego rocznie w poszczególnych miesiącach

Sprzedaż ciepła sieciowego w ciągu ostatniego roku jest wyszczególniona według miesięcy i lokalizacji na powyższym wykresie. Tabela danych znajduje się w załączniku. Wykres pokazuje, że ilość sprzedanego ciepła była dość stała w ciągu ostatnich trzech lat. W 2021 r. zima była nieco ostrzejsza, co oznaczało również więcej ogrzewania.

Oprócz zapotrzebowania na moc trzech megawatów dla każdej stacji pomp ciepła, należy dodać około 500 kilowatów na działanie agregatów pomocniczych i pomp. W poniższych tabelach podsumowano prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną dla poszczególnych sektorów w podziale na godziny i miesiące. Sektory pierwszy i drugi, a także trzeci i czwarty są połączone, ponieważ każdy z nich ma być ogrzewany przez stację pomp ciepła.

Dalszy proces analizy obejmował opracowanie trzech różnych profili zapotrzebowania na energię elektryczną dla miasta Hajnówka. Analiza została przeprowadzona na podstawie danych przekazanych przez jednostkę samorządu terytorialnego. Oprócz zasilania pomp ciepła, analizowane jest również zasilanie miasta energią elektryczną. Podczas gdy zasilanie pompy ciepła oraz obiektów publicznych i komunalnych już spełniłoby to zadanie, rozważa się również, czy potencjał odnawialnych źródeł energii jest wystarczający dla innych części miasta. Analiza odbyła się w trzech profilach:

Profil 1: Zużycie energii elektrycznej na potrzeby pomp ciepła, obiektów użyteczności publicznej, obiektów komunalnych i oświetlenia ulicznego.

Profil 2: Profil 1 rozszerzony o zapotrzebowanie na energię elektryczną od lokalnych firm

Profil 3: Profil 2 rozszerzony o zużycie energii elektrycznej przez prywatne gospodarstwa domowe.

Tabela danych reprezentowana przez wykresy znajduje się w załączniku.

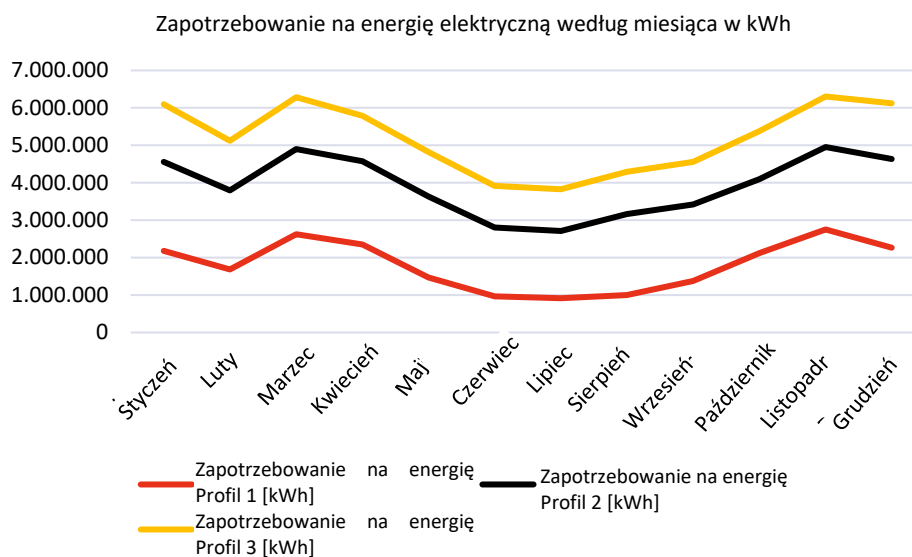
Tabela 6: Profil struktury zużycia energii I.

Odbiorca	Zapotrzebowanie na energię Profil 1 [kWh]	Zapotrzebowanie na energię Profil 2 [kWh]	Zapotrzebowanie na energię Profil 3 [kWh]
Taryfa G	-	-	15.257.244
Taryfa C	1.577.303	9.084.443	9.084.443
Taryfa B	3.579.921	21.612.008	21.612.008
Oświetlenie	376.265	376.265	376.265
Pompy ciepła	16.175.362	16.175.362	16.175.362
RAZEM	21.708.850,74	47.248.077,84	62.505.321,84

Źródło: opracowanie własne na podstawie PGE Dystrybucja S.A.

Zapotrzebowanie na energię między profilami 1 i 2 wzrasta ponad dwukrotnie, jeśli również mają być zasilane firmy w taryfach B i C. Profil 3 zawiera najwięcej odbiorców, dlatego zapotrzebowanie na energię elektryczną jest również najwyższe i wynosi prawie 62505 megawatogodzin. Zapotrzebowanie na energię wzrasta tam o kolejne 15000 kilowatogodzin, ponieważ prywatne gospodarstwa domowe również mają być zasilane energią odnawialną. Następnie przedstawiono miesięczne zapotrzebowanie na energię dla trzech profili na wykresach.





Wykres 9: roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną dla trzech profili w podziale na miesiące.  
Źródło: opracowanie własne na podstawie PGE Dystrybucja S.A.

Zapotrzebowanie na energię jest najwyższe w listopadzie, grudniu i marcu. Są to również miesiące o najwyższym zapotrzebowaniu na ciepło. To prawie nie zmienia się w profilach. Ogólnie rzecz biorąc, zapotrzebowanie na energię wzrasta, ponieważ w profilu jest również więcej konsumentów. Wykresy bieżą równolegle do siebie w odległości nieco poniżej 2,00 MWh.

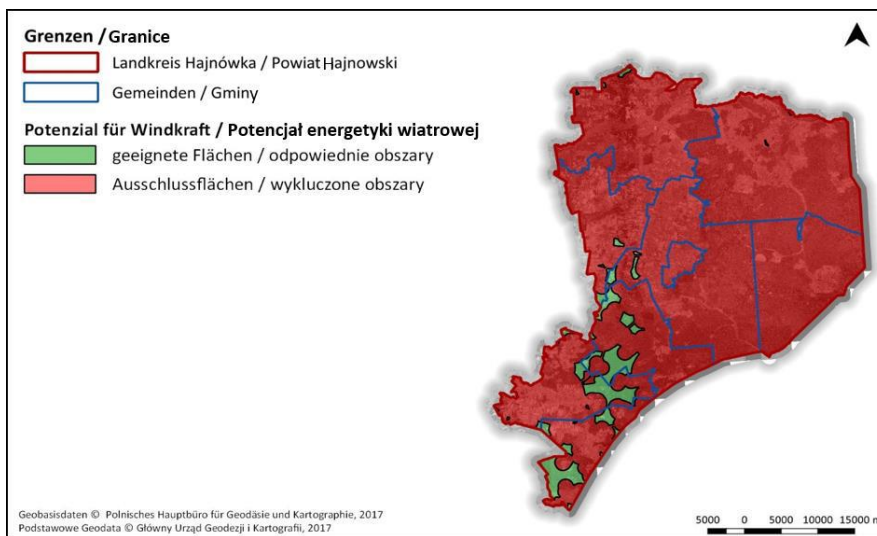
## 5.2. Określenie, w jaki sposób energia odnawialna zaspokaja zapotrzebowanie na energię elektryczną

Po przedstawieniu zapotrzebowania na energię elektryczną wszystkich trzech profili, niniejszy rozdział poświęcony jest zaspokojeniu tego zapotrzebowania. Rozważając możliwość zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, przeanalizowano możliwość budowy elektrowni. W odniesieniu do potencjalnego studium „Plan energetyczny, jakości powietrza i ochrony klimatu dla powiatu hajnowskiego i jego gmin Część 2 Bilans energii, gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń – analizy potencjału” z projektu ramowego Fundacji Euronatur „Zasobooszczędny rozwój regionalny na Podlasiu” (EFV 2018), potencjał instalacji odnawialnych źródeł energii na terenie miasta i gminy Hajnówka przedstawiono w poniższej tabeli. W momencie przygotowywania niniejszej analizy w Polsce nadal obowiązywały przepisy dotyczące odległości H10 dla turbin wiatrowych.

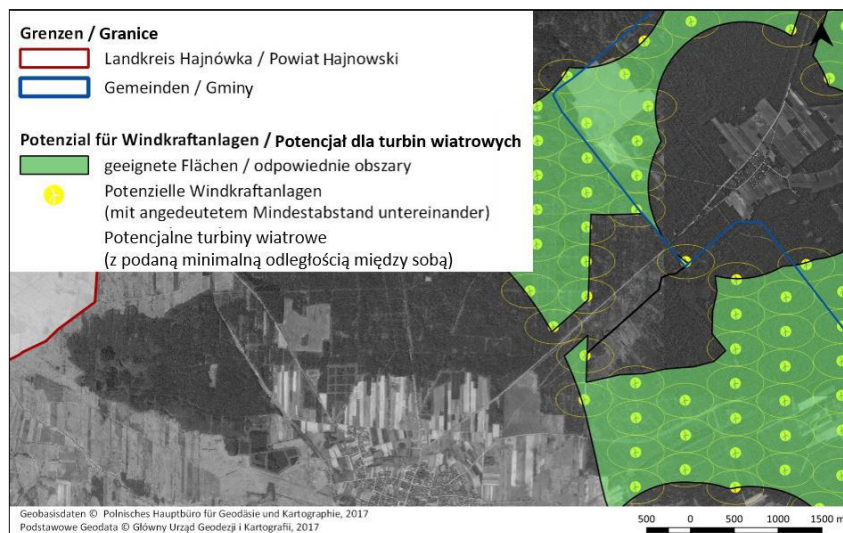
Tabela 7: Potencjał wytwarzania energii elektrycznej w gminie Hajnówka.

Typ instalacji	Moc [kW]	Powierzchnia [m <sup>2</sup> / ha]
Lokalizacja fotowoltaiki	1,88	
Fotowoltaika montowana na ziemi	68,0	81,6
Małe turbiny wiatrowe	0,16	
Turbiny wiatrowe*	78,0	

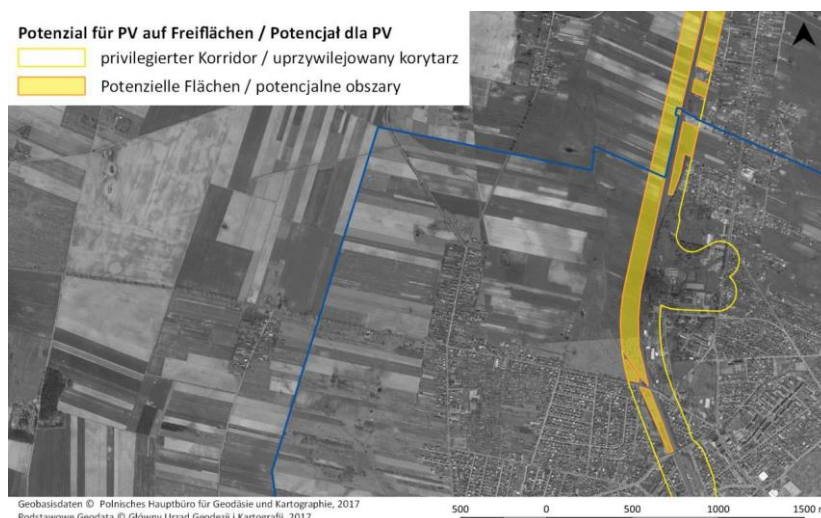
\*Kryterium odległości – 1 km od budynków mieszkalnych. Źródło: EFV 2018.



Ilustracja 5: Potencjalna lokalizacja turbin wiatrowych, odległość od obszarów mieszkalnych 1000 m.  
 Źródło: EFV 2018



Ilustracja 6: Gęstość zabudowy turbin wiatrowych, odległość od obszarów mieszkalnych 1000 m.  
 Źródło: EFV 2018



Ilustracja 7: Możliwe lokalizacje dla instalacji fotowoltaicznych.  
 Źródło: EFV 2018

Liczby oraz tabela danych pokazują, że istniejący potencjał jest wystarczający, aby zrównoważyć zapotrzebowanie na energię elektryczną za pomocą źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych. Teoretycznie można by postawić łącznie 433 turbiny wiatrowe, które generowałyby jedenaście razy więcej energii elektrycznej niż jest zużywane (EFV 2018). Jeśli weźmie się pod uwagę tylko odpowiednie obszary (zielone) w odległości 1000 metrów od obszaru zabudowanego, można zainstalować około 24 turbin wiatrowych o łącznej mocy około 72 MW. W oparciu o istniejące prognozy wiatrowe, turbiny wiatrowe powinny być w stanie wygenerować łącznie około 157200 MWhel. Stanowi to już około 92 procent całkowitego zużycia energii elektrycznej w 2018 r. (EFV 2018), co daje około 169634 MWhel energii elektrycznej rocznie.

Potencjalne lokalizacje dla fotowoltaiki są wskazywane głównie w korytarzu 110 m wzdłuż istniejących międzyregionalnych obszarów transportowych i torów kolejowych (obszary już zanieczyszczone), na obszarach konwersji (np. kamieniołomy, dawne wysypiska śmieci, obszary dawniej wykorzystywane do celów wojskowych) oraz na obszarach poza obszarami leśnymi (EFV 2018).

Koszty inwestycyjne na MW mocy zainstalowanej w przypadku energii odnawialnej są znacznie niższe niż w przypadku technologii kopalnych (FOES 2021). Oczywiście wadą jest brak tak zwanej sterowalności, ale znając zwykłe profile wytwarzania energii, można z dużym prawdopodobieństwem założyć, że system fotowoltaiczny o mocy 1 MW może wygenerować około 1000 – 1050 MWh energii rocznie (Joint Research Center 2022), a 1 MW energii wiatrowej około 2000 – 2500 MWh (EFV 2018).

Poniżej podsumowano porównanie różnych profili i grup docelowych.

Tabela 8: Podsumowanie salda profili.

Pozycja	Wskazanie	Profil I	Profil II	Profil III
Naziemne elektrownie fotowoltaiczne	kW	3.900,00	5.100,00	5.350,00
Moc elektrowni wiatrowych	kW	8.200,00	19.500,00	26.400,00
Produkcja instalacji fotowoltaicznych	kWh/rok	3.997.500,00	5.227.500,00	5.483.750,00
Produkcja wiatrowa	kWh/rok	17.712.000,00	42.120.000,00	57.024.000,00
Wytwarzanie energii	kWh/rok	21.709.500,00	47.347.500,00	62.507.750,00
Zużycie energii elektrycznej	kWh/rok	21.708.850,74	47.248.077,84	62.505.321,84
Zużycie własne	%	60,84%	64,46%	63,92%
Wskaźnik samowystarczalności	%	100,00%	100,21%	100,00%

Źródło: opracowanie własne

Analiza możliwości zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii wykazała, że jest to technicznie osiągalny cel dla wszystkich trzech profili. Jednocześnie moc zainstalowana, którą należy zbudować, aby osiągnąć roczną samowystarczalność bilansową na poziomie 100%, nie przekracza lokalnego potencjału wytwórczego wynikającego z analizy potencjału cytowanej wcześniej (EFV 2018).

Biorąc pod uwagę fakt, że miasto Hajnówka chce przede wszystkim zaspokoić własne potrzeby w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, profil I został wykorzystany jako podstawa analizy ekonomicznej.

## 6. Rachunek ekonomiczny

Oprócz kwestii technicznych niezmiernie ważne są oczywiście także kwestie ekonomiczne i nim poświęcony jest niniejszy rozdział.

### 6.1. Koszty inwestycji

Koszty inwestycji służą do zilustrowania i jako punkt oparcia — nie można jednak stwierdzić, że są to koszty ostateczne.

Szacując koszty inwestycji, należy skupić się na kosztach związanych z realizacją inwestycji już podczas jej planowania. Proces przed inwestycją dotyczy czynności administracyjnych, takich jak:

- badanie gleby (działanie zalecane w celu określenia stabilności podłoża pod instalacje fotowoltaiczne i wiatrowe);
- realizacja procedury środowiskowej i uzyskanie decyzji środowiskowej;
- opracowanie wniosku o warunki przyłączenia i uiszczenie opłaty za przyłączenie;
- procedura wysłuchania publicznego w przypadku konieczności zmiany zintegrowanego zarządzania strefą przybrzeżną (*integrated coastal zone management – ICZM*).
- procedura zmiany lokalnego planu zagospodarowania przestrzennego.

Te koszty są niezależne od określonej technologii produkcji oraz od ostatecznej realizowanej koncepcji. Koszty inwestycji wzrosły znacznie w szczególności w okresie pomiędzy 2022 a 2023 rokiem ze względu na sytuację gospodarczą panującą w Polsce i Europie. Przed podjęciem ostatecznej decyzji zaleca się przeprowadzenie badania rynku. Na ostateczną cenę znacznie wpływa okoliczność, że część prac montażowych oraz niektóre komponenty są kupowane za walutę krajową — z kolei podstawowe komponenty jednostek prądotwórczych są przeliczane zgodnie z aktualnym kursem euro i dolara amerykańskiego. Koszty inwestycji służą do zilustrowania i jako punkt oparcia — nie można jednak stwierdzić, że są to koszty ostateczne. W szczególności w przypadku jednostek samorządu terytorialnego od momentu wydania decyzji do faktycznej realizacji inwestycji może upłynąć ok. 36 miesięcy, na co wpływa nie tylko przygotowanie inwestycji w fazie przed inwestycją (tj. decyzja środowiskowa, plan zabudowy, warunki przyłączenia), lecz również pozyskanie zewnętrznych środków finansowania oraz czas trwania procedury składania ofert.

W przypadku kosztów inwestycyjnych przyjęto następujące wartości dla jednego MW mocy zainstalowanej. Cena obejmuje również budowę stacji transformatorowej w postaci infrastruktury do zasilania sieci elektrycznej:

Tabela 9: Koszty inwestycji energii odnawialnych w PLN i EUR, opracowanie własne.

	Koszty za MW w PLN	Koszty za MW w EUR	Łącznie w PLN	Łącznie w EUR
Koszty PV	3 500 000,00	776 650,00	13 650 000	3 031 665
Instalacje wiatrowe	5 700 000,00	1 264 830,00	46 740 000	10 380 954

W przypadku instalacji OZE należy liczyć się z kosztami nieco poniżej 50 milionów PLN lub 14 milionów EUR. Do tego dochodzą jeszcze koszty inwestycji za pompy ciepła o dużej pojemności oraz zasobnik, patrz poniższa tabela.

Tabela 10: Koszty inwestycji za pompy ciepła w EUR przy dwóch możliwych stawkach wsparcia (30 i 70%). Opracowanie własne

	Koszty kapitału	Inwestycja w przypadku wsparcia		Okres użytkowania	Obsługa kapitału przy wsparciu €/a	
		30%	70%		30%	70%
Pompa ciepła	5 869 450	4 108 615	1 760 835	20 lat	263 556	112 953
Instalacja hydrauliczna + zasobnik	2 197 600	1 538 320	659 280	30 lat	73 497	31 499
Woda gruntowa	1 230 000	861 000	369 000	30 lat	41 137	17 630
Koszty kapitału budynek	2 100 000	1 470 000	630 000	50 lat	51 829	22 213
<b>Łączna inwestycja — elektr. pompa ciepła (EWP)</b>	<b>11 397 050</b>					
Amortyzacja kotła gazowego	1 050 000	1 050 000	1 050 000	20 lat	67 354	67 354
<b>Łączne koszty powiązane z kapitałem w €/a</b>					<b>497 374</b>	<b>251 648</b>

Łącznie należy spodziewać się kosztów inwestycyjnych na poziomie 112 milionów PLN lub 25 milionów EUR.

## 6.2. Koszty wytwarzania energii

W odniesieniu do kosztów inwestycyjnych, w celu określenia ceny wytworzenia energii w przeliczeniu na jednostkę energii zestawiono koszty operacyjne oraz koszty operacyjne w okresie eksploatacji o długości 25 lat. W celach obliczeniowych założono, że nie będzie konieczne zaciąganie kredytów. W odniesieniu do kosztów kapitałowych, dla uproszczenia przyjęto wartości w cenach stałych dla energii fotowoltaicznej i energii wiatru, zgodnie z wartościami w poniższych tabelach.

Tabela 11: Koszty eksploatacji i konserwacji w przeliczeniu na 1 MW fotowoltaiki (PV) i 1 MW energii wiatru.

Pozycja	Koszty PV [netto PLN/rok].	Koszty PV [netto PLN/ 25 lat].	Koszty wiatr [netto PLN/rok].	Koszty wiatr [netto PLN/ 25 lat].
Ubezpieczenie*	21 000,00	525 000,00	34 200,00	855 000,00
Kontrola	10 000,00	250 000,00	30 000,00	750 000,00
Koszenie trawy	5 000,00	125 000,00	-	-
Moduł mycia	4 000,00	100 000,00	-	-
Koszty napraw	41 280,00	1 032 000,00	54 720,00	1 094 400,00
Energia na potrzeby własne**	2 050,00	51 250,00	4 320,00	108 000,00
<b>Łącznie PV</b>	<b>83 330,00</b>	<b>1 876 850,00</b>	<b>123 240,00</b>	<b>2 807 400,00</b>

\* Ubezpieczenie na poziomie 0,6% wartości inwestycji. \*\* Zużycie energii na potrzeby własne 0,2% rocznie × 1000 PLN/MWh.

Źródło: własne opracowanie.

Ponieważ elektrownie są planowane na terenach miejskich, których właścicielem jest gmina Hajnówka, nie wliczono opłat za dzierżawę.

Na podstawie ustalonych szacunkowych kosztów operacyjnych dla okresu eksploatacji instalacji fotowoltaicznej i wiatrowej o długości 25 lat określono koszty wytworzenia 1 MWh prądu z odnawialnych źródeł energii. Koszty inwestycji zostały dodane do kosztów operacyjnych w okresie 25 lat. Ta zaś wartość została podzielona przez ilość energii wytworzonej w tym okresie. W ten sposób obliczono koszty wytworzenia prądu w przeliczeniu na 1 MWh, które są przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 12: Koszty wytworzenia 1 MWh z instalacji PV i energii wiatru w okresie 25 lat w PLN. Źródło: własne opracowanie

Pozycja	1 MWh z PV	1 MWh z energii wiatru
Koszty inwestycji netto PLN	3 500 000,00	5 700 000,00
Koszty eksploatacji /25 lat/	1 876 850,00	2 807 400,00
Wytworzona energia /25 lat/	24 036 MWh	50 625 MWh
<b>Koszty wytworzenia 1 MWh</b>	<b>223,70 PL</b>	<b>167,96 PLN</b>

Zgodnie z tymi danymi wytworzenie 1 MWh z energii fotowoltaicznej kosztuje 224 PLN lub ok. 49 EUR oraz 167,96 PLN lub 37 EUR w przypadku energii wiatru, a co za tym idzie, leży znacznie poniżej średnich cen na polskiej giełdzie energii elektrycznej (Globalpetrolprices.com 2022). Dla porównania maksymalna wartość przetargów na lądową energetykę wiatrową i fotowoltaikę w systemie open space dla terminów składania ofert w 2023 r. wyniosła w Niemczech 73,5 EUR lub 73,7 EUR/329 PLN za MWh<sup>19</sup> (Federalna Agencja Sieci, Bundesnetzagentur 2023a i 2023b).

## 6.3. Cena ciepła w przyszłości

W oparciu o koszty inwestycji i przewidywalne koszty bieżące, można obliczyć cenę ciepła w przyszłości.

<sup>19</sup> Wiatr: 7,35 centa za KWh, PV: 7,37 centa za KWh.

### 6.3.1. Założenia w odniesieniu do cen prądu

Przyjęto aktualną cenę energii elektrycznej z sieci na poziomie 1 PLN lub 0,20 EUR za kWh dla klientów indywidualnych (wysokienapiecie.pl 2022). Dla energii elektrycznej z pomp ciepła jako rzeczywistą wartość przyjęto obniżoną cenę energii elektrycznej z sieci na poziomie 0,81 PLN lub 18 EUR za kWh (180 EUR/MWh), ponieważ należą one do korzystniejszej klasy zużycia ze względu na swój profil zużycia i odbiór mocy.

Tabela 13: Założenia dotyczące ustalania cen prądu. Własne założenia.

	PLN/EUR za kWh
Cena prądu z sieci	1 PLN/ 0,20 EUR
Cena prądu z sieci dla pomp ciepła	0,81 PLN/ 0,18 EUR
Własna dostawa prądu do pomp ciepła	388 PLN/ 86 EUR
Opłata dystrybucyjna	207 PLN/ 46 EUR

Dla dostaw prądu dla pomp ciepła z instalacji odnawialnych (własna dostawa energii: wiatr + PV) przyjęto średnią cenę na poziomie nieco poniżej 388 PLN/86 EUR za MWh (2/3 wiatr, 1/3 PV). Ponadto jako wartość bazowa została przyjęta opłata dystrybucyjna na średnim poziomie 207,47 PLN lub 46 EUR za MWh. Koszty ewentualnego (bio)kotła gazowego w celu pokrycia pozostałych 10 procent rocznego czasu pracy zostały zaczerpnięte w oparciu o wartości empiryczne. Nie uwzględniono z kolei kosztów zasobnika ciepła<sup>20</sup>. Należy założyć, że zasobnik ciepła będzie miał pozytywny wpływ na ekonomiczność.

### 6.3.2. Scenariusze

Wybrano dwa podstawowe scenariusze, w których system grzewczy jest nadal zasilany węglem. Ponieważ jest bardzo trudno oszacować, jak będą się kształtowały ceny węgla kamiennego, w obliczeniach uwzględniono dwa scenariusze z różnymi cenami.

Pierwszy scenariusz został obliczony przy cenie węgla na poziomie 676 PLN/150 EUR za tonę węgla kamiennego. Odpowiada to cenie przed rozpoczęciem rosyjskiej napaści na Ukrainę. Jako scenariusz porównawczy wybrano cenę węgla na poziomie 1221 PLN/272 EUR za tonę. Odpowiada to wysokiej cenie z 2022 roku<sup>21</sup>. Scenariusze zakładające dalsze wykorzystanie węgla zostały zestawione z dwoma scenariuszami zakładającymi korzystanie z dużych pomp ciepła, który wykorzystują energię elektryczną z nowych instalacji OZE<sup>22</sup>. Scenariusze różnią się tym, że w drugim z nich przeanalizowano zastosowanie dodatkowych zasobników ciepła<sup>23</sup>.

Tabela 14 : Przegląd kluczowych danych wybranych scenariuszy podstawowych (z węglem)

Scenariusz	Cena węgla za tonę
Scenariusz z węglem 1	1221 PLN/ 272 EUR
Scenariusz z węglem 2	676 PLN/ 150 EUR

Tabela 15: Przegląd kluczowych danych wybranych scenariuszy podstawowych (z pompami ciepła)

Scenariusz	Cena gazu za MWh	Wysokość tłoczenia
Pompy ciepła	405 PLN/ 90 EUR	70%
Pompy ciepła + zasobnik	405 PLN/ 90 EUR	70%

Dla obu wariantów z pompami ciepła wykonano obliczenia dla nowego kotła gazowego, który dostarcza brakujące 10% mocy cieplnej w bardzo zimne dni. Jako wartości przyjęto 405 PLN/90 EUR za MWh. Założono, że 70 procent kosztów inwestycji w pompy ciepła może być sfinansowane z dotacji publicznych<sup>24</sup>.

<sup>20</sup> W planie wdrożenia należy uwzględnić szczegółową analizę ekonomiczną obejmującą zasobniki. Ze względu na brak danych nie ma możliwości ujęcia tego w studium wykonalności.

<sup>21</sup> Wartość uzyskana od przedsiębiorstw miejskich.

<sup>22</sup> Przy czym koszty eksploatacji i inwestycji instalacji OZE zostały zamortyzowane wytwarzaniem prądu przez okres 25 lat.

<sup>23</sup> Przy planowanym okresie użytkowania 30 lat.

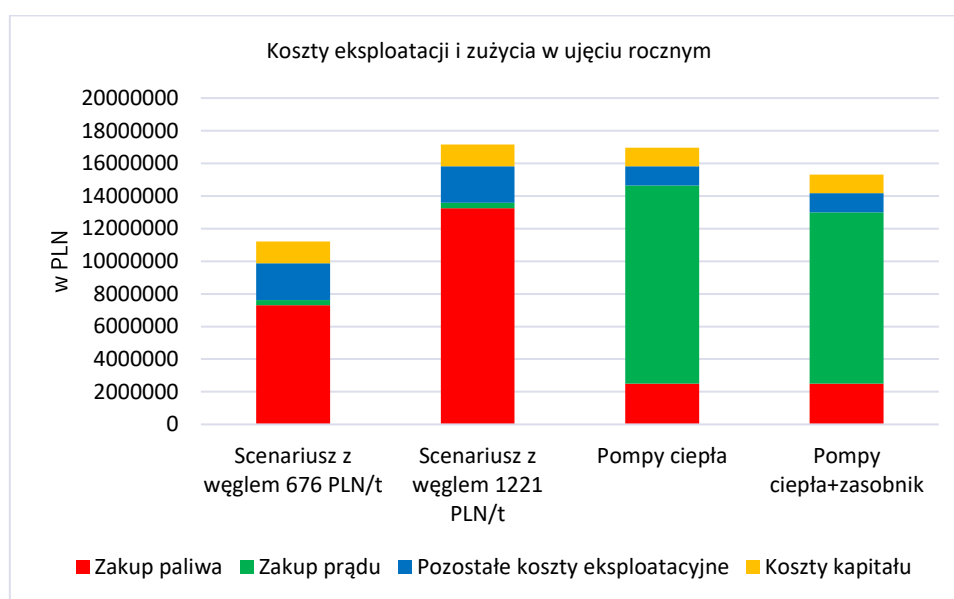
<sup>24</sup> W grę wchodzi dotacje bezpośrednie lub kredyty preferencyjne.

### 6.3.3. Porównanie kosztów eksploatacji i zużycia (bez kosztów CO<sub>2</sub>)

Poniższy wykres przedstawia roczne koszty eksploatacji i zużycia<sup>25</sup> dla scenariuszy wskazanych w powyższej tabeli. Obliczenia nie uwzględniają unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji dla ciepła i mobilności (ER 2023), który będzie miał zastosowanie dla sektora ciepłowniczego od 2027 roku.

Koszty związane ze zużyciem w systemach grzewczych to koszty, które są bezpośrednio powiązane ze zużyciem energii grzewczej. Im wydajniejszy jest system, tym niższe są koszty zużycia.

Dokładne wyliczenie kosztów można znaleźć w załączniku. Te koszty stanowią podstawę ustalenia ceny ciepła w przyszłości.



Wykres 10: Zestawienie rocznych kosztów eksploatacji i zużycia w EUR zgodnie z aktualnymi warunkami ramowymi dla scenariuszy (istniejąca sieć ciepłownicza przy dwóch różnych cenach węgla + scenariusze obejmujące pompy ciepła bez zasobnika ciepła i z takim zasobnikiem). Opracowanie własne.

Można zauważyć, że przy cenach węgla sprzed wojny na Ukrainie, aktualny system charakteryzuje się najniższymi kosztami eksploatacji i zużycia wśród wszystkich scenariuszy. Jednocześnie stają się oczywiste, że wysokie ceny węgla (takie, jak w 2022 r.) zwiększają koszty do tego samego lub wyższego poziomu niż w przypadku instalacji z pompami ciepła. Świadczy to o wysokiej wrażliwości istniejącego systemu grzewczego na zmiany cen.

Ceny poboru energii elektrycznej z własnych instalacji odnawialnych źródeł energii można natomiast dość dobrze przewidzieć. Po zbudowaniu instalacji, czysta cena wytworzenia jednej kilowatogodziny jest rzeczywiście na stałym poziomie przez cały okres eksploatacji.

Zmiany mogą wystąpić, gdy energia elektryczna jest pobierana z sieci publicznej. Możliwie wysokie zużycie własne jest zatem dobrym zabezpieczeniem przed takimi zmianami (patrz rozdział 2). Zasobniki ciepła wzmocniają jeszcze ten efekt, ponieważ dodatkowo zwiększają zużycie własne i zmniejszają pobór energii elektrycznej z sieci. Wymiarowanie zasobników i ich finansowanie należałoby szczegółowo przeanalizować

<sup>25</sup> Bez kosztów CO<sub>2</sub>

w planie realizacji. Jednak już teraz jest jasne, że dodatkowe koszty inwestycji mogą zostać poważnie zrekomensowane znacznie niższymi kosztami eksploatacji w okresie użytkowania.

Do analizy wykorzystano średnią opłatę sieciową w ostatnich dwóch latach. Jest całkiem możliwe, że opłaty sieciowe dla nowych kooperatyw energetycznych zostaną obniżone. Państwo polskie stoi na stanowisku, że tworzenie kooperatyw energetycznych jest dobrym sposobem na rozwój obszarów wiejskich. Kooperatywy są wspierane i będą otrzymywać wsparcie. Ponieważ proces ten nie został jeszcze ukończony i założono tylko kilka kooperatyw energetycznych, dokonane tutaj obliczenia są ostrożne i prawdopodobnie opierają się na zbyt wysokiej opłacie sieciowej.

#### 6.3.4. Porównanie cen ciepła dla scenariuszy (z ceną CO<sub>2</sub>)

Aby móc długoterminowo oszacować ceny ciepła, a tym samym opłacalność ekonomiczną różnych scenariuszy, analiza musi również uwzględniać przyszły unijny system handlu uprawnieniami do emisji dla sektora ciepłowniczego od 2027 r. Zgodnie z celami klimatycznymi UE do 2050 r. sektor ciepłowniczy ma być neutralny dla klimatu. Dzięki różnym regulacjom do 2030 r. cena CO<sub>2</sub> zostanie ograniczona do 45 EUR za tonę (ER 2023).

Ze względu na wysoki poziom emisji CO<sub>2</sub> w sektorze ciepłowniczym i ambitne założenia redukcji na poziomie 5,1% rocznie (5,30% od 2028 r.), można założyć, że maksymalna cena zostanie osiągnięta na samym początku i następnie nie uda się zejść poniżej jej poziomu. Dodatkowo można nawet założyć, że po 2030 r. ceny CO<sub>2</sub> wzrosną.

Dlatego w celu porównania scenariuszy koszty ciepła są obliczane przy trzech różnych cenach CO<sub>2</sub>: 203 PLN /45 EUR/tonę jako dolna granica, 452 PLN/ 100 EUR/tonę jako prawdopodobna wartość po 2030 r. i 905 PLN/200 EUR/tonę jako wartość pokrywająca rzeczywiste koszty środowiskowe związane z emisją CO<sub>2</sub> (Abrell i inni 2022).

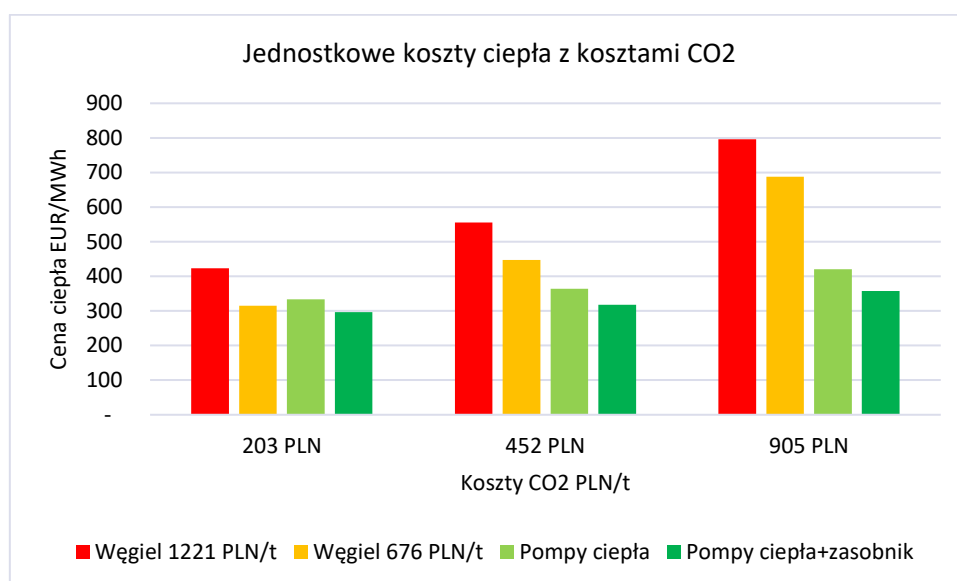
Założono, że te wartości nie ulegną zmianie przez cały okres eksploatacji. Wprawdzie nie odzwierciedla to wahań w czasie, lecz jest wystarczające do wiarygodnej oceny scenariuszy. Tabela 16 i wykres 11 pokazują, że relacje między scenariuszami znacznie się zmieniają.

Tabela 16: Wpływ ceny CO<sub>2</sub> na koszty roczne

Warianty	Koszty roczne	Całkowite koszty roczne przy cenie CO <sub>2</sub>			Koszty ciepła w PLN/MWh		
		203 PLN	452 PLN	905 PLN	203 PLN	452 PLN	905 PLN
<b>Scenariusz ceny CO<sub>2</sub></b>							
<b>Stan rzeczywisty</b>							
Kocioł węglowy 1221 PLN/t	17.313.873	23.272.901	30.556.157	43.798.441	423	556	796
Kocioł węglowy 676 PLN/t	11.367.805	17.326.833	24.610.089	37.852.373	315	447	688
<b>Pompy ciepła</b>							
Pompy ciepła	16.959.490	18.344.345	20.036.945	23.114.399	334	364	420
Pompy ciepła + zasobnik	15.318.400	16.291.837	17.481.594	19.644.787	296	318	357

Szacunki własne. Szczegóły w załączniku.





Wykres 11: Przedstawienie kosztów ciepła (EUR/MWh) w czterech scenariuszach (scenariusz z węglem 1 + 2, pompy ciepła i pompy ciepła + zasobnik w powiązaniu z cenami za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>(45, 100 i 200 EUR/t). Opracowanie własne.

Już przy cenie na poziomie 45 EUR/t<sup>26</sup> instalacje z pompami ciepła wykazują taki sam poziom cen jak istniejący system grzewczy przy niższej cenie węgla. Dla instalacji z pompami ciepła cena leży nawet poniżej tego poziomu. Przy wysokich cenach węgla z roku 2022 różnice na poziomie 15 lub 28 EUR są znaczne<sup>27</sup>.

Wraz ze wzrostem cen CO<sub>2</sub> koszty ciepła (ze względu na pozostałe zapotrzebowanie na ciepło resztkowe, pokrywane paliwami kopalnymi na poziomie 10%) dla instalacji z pompami ciepła również rosną, ale tylko umiarkowanie. W przypadku zastosowania kotła na biomasę cena CO<sub>2</sub> nie ma wpływu na koszty ciepła. Dla porównania, koszty ciepła dla istniejącego systemu wzrosły prawie dwukrotnie. Wzrost w obu scenariuszach cenowych wynosi ponad 360 PLN lub 80 EUR/MWh.

Jeśli ceny ciepła dla konsumentów i/lub przedsiębiorstw miałyby mimo tego pozostać na stałym poziomie w istniejącym systemie lub nie wzrosnąć w takim samym stopniu, konieczne byłyby interwencje na rynku ze strony politycznej. Obecny polski rząd musiałby ograniczyć cenę, pokrywając różnicę dotacjami. Inaczej cena ciepła opartego na paliwach kopalnych wzrośnie odpowiednio dla konsumenta końcowego.

Porównując instalacje z pompami ciepła, wyższy udział zużycia własnego ze względu na dodatkowe zasobniki ciepła wykazuje jeszcze niższą wrażliwość na wzrost cen CO<sub>2</sub>. Wzrost kosztów ciepła wynosi przy tym jedynie 63 PLN/ 14 EUR/MWh w porównaniu z 85 PLN/ 19 EUR/MWh w instalacji bez dodatkowego zasobnika ciepła.

Widoczne są dwie kwestie:

Z jednej strony pokazuje to wrażliwość kosztów ciepła w reakcji na zmieniające się koszty paliwa. Z drugiej strony, widoczny staje się wysoki poziom stabilności kosztów, jaki pociąga za sobą przejście na własne zaopatrzenie w energię elektryczną pochodzącą z OZE i jak przyczynia się to do bezpieczeństwa dostaw w regionie.

<sup>26</sup> 202 PLN

<sup>27</sup> 68 lub 126 PLN.

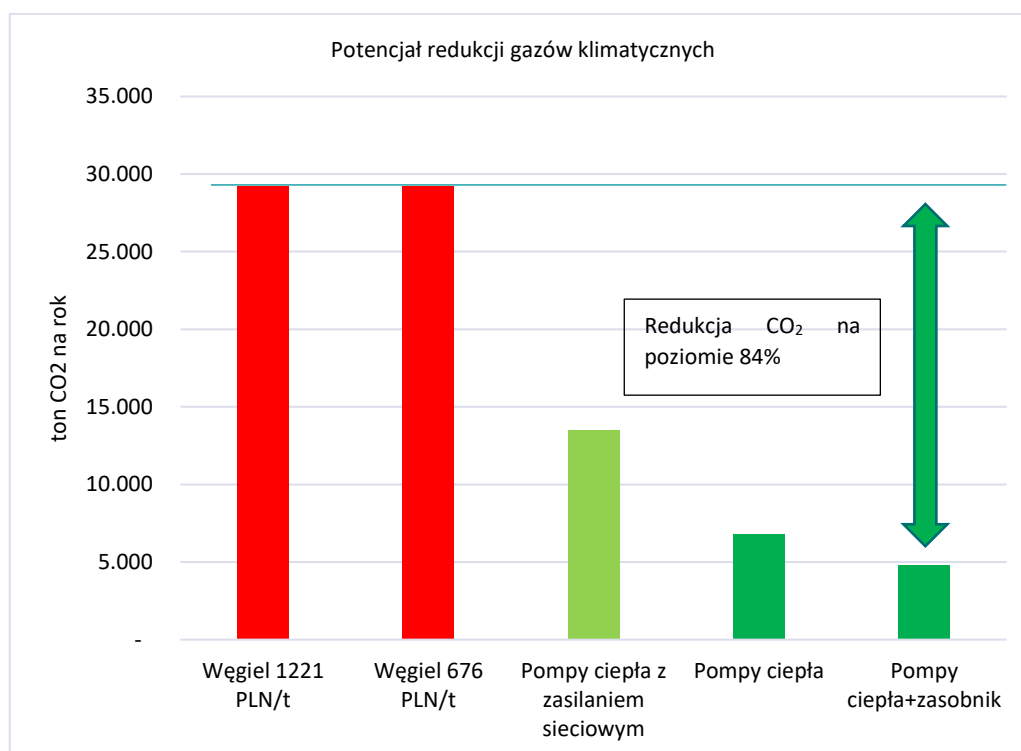
## 7. Redukcja emisji CO<sub>2</sub>

Oprócz tańszej i przede wszystkim niezawodnej ceny ciepła dla mieszkańców Hajnówki i zlokalizowanych tu przedsiębiorstw, przedmiotem niniejszego opracowania jest również redukcja emisji szkodliwych dla klimatu.

Jedna kilowatogodzina energii elektrycznej w Polsce powoduje obecnie emisję średnio 569 gramów CO<sub>2</sub>. Produkcja ciepła z użyciem pyłów węgla brunatnego i fluidalnego powoduje średnio powstanie 97,5 tony CO<sub>2</sub> na teradzul. Teradzul to 277,78 megawatogodzin, a wskutek niego powstaje 350,997 gramów dwutlenku węgla na kilowatogodzinę (Federalny Urząd Ochrony Środowiska, *Umweltbundesamt* 2022). Poniższa tabela pokazuje, że nawet przy pełnych dostawach prądu z publicznej sieci z wykorzystaniem pomp ciepła, bilans CO<sub>2</sub> ulega poprawie.

Tabela 17: Oszczędność CO<sub>2</sub> w przypadku prądu z sieci i nowych instalacji OZE

	Stan rzeczywisty	Pompy ciepła z zasilaniem z sieci	Pompy ciepła z OZE	Pompy ciepła z OZE i zasobnikiem	
Węgiel	28 834	-		-	t /rok
Gaz	-	1228	1228	1228	t /rok
Prąd z sieci	398	12 293	4917	2704	t /rok
Prąd OZE	-	-	648	843	t /rok
Suma CO <sub>2</sub>	29 232	13 521	6793	4775	t /rok
Redukcja w %		54%	77%	84%	t /rok



Wykres 12: Zestawienie redukcji emisji w przypadku przestawienia sieci ciepłej na pompy ciepła.

Przy obecnym miksie energetycznym samo przestawienie się na pompy ciepła skutkowałoby redukcją CO<sub>2</sub> na poziomie 54%. Ponieważ można założyć, że miks energetyczny w Polsce będzie w przyszłości charakteryzował się coraz niższą emisją CO<sub>2</sub> ze względu na rozwój odnawialnych źródeł energii, w nadchodzących latach obliczenia te uległyby dalszej poprawie. Jeśli jednak 60 procent dostaw energii będzie pochodzić ze źródeł odnawialnych, jak zaproponowano w niniejszym opracowaniu, a zasobnik

zostanie wykorzystany do zwiększenia udziału własnej energii elektrycznej, emisje CO<sub>2</sub> ulegną redukcji o 84 procent<sup>28</sup>.

## 8. Wpływ na region

Wysokie i niestabilne ceny zakupu paliwa obciążają budżety gospodarstw domowych i zakładów komunalnych dostarczających ciepło systemowe, szczególnie w regionach, które są słabiej rozwinięte gospodarczo. Zmiany cen w 2022 r. były wyjątkowe.

Według Agencji Rozwoju Przemysłu indeks węgla PSCMI2 (Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego) (dla przedsiębiorstw ciepłowniczych) w sierpniu 2022 r. wyniósł 1338,35 PLN/t (54,75 PLN/GJ), co oznacza wzrost o 194 proc. w stosunku do lipca tego samego roku. Średnia miesięczna cena tego węgla w portach ARA (ARA — Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia) w sierpniu wyniosła około 1776 PLN/t (Energia 2022).

Wzrost kosztów zakupu węgla do produkcji ciepła i energii elektrycznej prowadzi do znacznego wzrostu kosztów eksploatacji, przez co wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych działa na skraju rentowności. Na koszt wytwarzania ciepła z paliw kopalnych duży wpływ mają zaostrzone cele klimatyczne UE, w tym wycofanie bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz włączenie sektorów budownictwa i transportu do systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Ceny za uprawnienia do emisji będą miały wpływ na uboższe gospodarstwa domowe plasujące się w pierwszym kwintylu dochodów. Wzrost cen za uprawnienia do emisji będzie miał również większy wpływ na najmniej zamożne państwa członkowskie UE. W przypadku Polski wzrost kosztów dla gospodarstw domowych będzie prawdopodobnie znacznie wyższy niż w 27 państwach członkowskich UE (Cire 2021).

U dostawcy ciepła, spółki PGE Energia Ciepła w zachodniej Polsce koszty za emisję CO<sub>2</sub> w 2022 r. stanowiły już 38% całkowitych kosztów wytwarzania ciepła. W firmie PEC Biała Podlaska było to 38,9%, a w MPEC Olsztyn — 30%. Wzrost cen paliw i opłat za emisję CO<sub>2</sub> zwiększył koszty wytwarzania ciepła w MPEC Olsztyn o 100 proc. w 2022 r. (Portalsamorzadowy 2022).

Ograniczenie importu nośników energii i zastąpienie ich energią z lokalnych źródeł, tj. wiatr, słońce, biomasa, znacząco zmniejszy odpływ kapitału z regionu, zwiększając siłę nabywczą mieszkańców.

Opisany efekt ekonomiczny zależy od struktury własnościowej instalacji OZE. Badania przeprowadzone przez niemiecki Uniwersytet w Kassel (2016) pokazują, że regionalne korzyści z energii wiatru są ośmiokrotnie wyższe, jeśli instalacja należy do lokalnych podmiotów, a nie do inwestorów zewnętrznych. Partycypacyjny sposób finansowania, który daje mieszkańcom możliwość uczestniczenia w budowie i eksploatacji instalacji, jest czynnikiem decydującym o akceptacji inwestycji.

Już pojedynczy prosument, który jest jednocześnie producentem i konsumentem lokalnie zużywanej energii, często bez oddawania jej do sieci, przyczynia się do wzmocnienia regionalnej siły nabywczej (dotyczy to również prosumenta grupowego, który działa na podobnych zasadach). W przypadku spółdzielni prosumenckiej, która działa w ramach kooperatywy producentów i konsumentów, sukces ekonomiczny jest zwykle znacznie wyższy, zwłaszcza jeśli nadwyżki energii elektrycznej są wykorzystywane do wytwarzania ciepła lub w celach związanych z mobilnością.

Istotną zaletą kooperatywy energetycznej działającej np. w formie spółdzielni lub organizacji o innej formie prawnej jest możliwość wymiany energii pomiędzy członkami wspólnoty (*energy sharing*). W Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania

---

<sup>28</sup> 4775 ton CO<sub>2</sub> zamiast 29 323 ton CO<sub>2</sub>.

stosowania energii ze źródeł odnawialnych, art. 22 ust. 2 lit. b) społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej jest wyraźnie przyznane prawo do podziału energii odnawialnej wyprodukowanej przez jednostki produkcyjne będące własnością tej społeczności energetycznej. Jeżeli zarządcy (operatorzy) instalacji działają na podstawie instrukcji prosumenta energii odnawialnej w rozumieniu art. 21 ust. 5 II dyrektywy w sprawie OZE, nie ma znaczenia, czy konieczne w tym celu instalacje wytwórcze i magazynowe są własnością prywatną poszczególnych członków społeczności, czy też całej społeczności.

Perspektywicznym celem gmin powinno być nie tylko wytwarzanie energii elektrycznej. Rozsądną opcją jest także przekształcanie energii elektrycznej w ciepło, energii elektrycznej w gaz lub energii elektrycznej w mobilność. To powinno z biegiem czasu bilansować brak równowagi w wytwarzaniu energii, a jednocześnie stymulować działalność gospodarczą w regionie. Połączenie w sieć i cyfryzacja jednostek wytwórczych, zasobników i odbiorców umożliwi inteligentne sterowanie wytwarzaniem i zużyciem energii w obrębie danej społeczności oraz stworzenie wirtualnej elektrowni.

Taka grupa prosumentów to jednak wciąż plan na przyszłość, ponieważ istnieje jedynie kilka przykładów organizacji, które zgodnie z opisanym schematem działają jako całość (np. zarządzając nadwyżkami energii dla elektromobilności). Istnieją już jednak przykłady „społeczności” prosumenckich, które spełniają podstawowy wymóg: konsumenci łączą się, aby dostarczać sobie energię, pod warunkiem, że ma to sens ekonomiczny i istnieją ku temu możliwości techniczne.

Również w Polsce konstrukcja prawna spółdzielni energetycznych i klastrów energii tworzy ramy, które pozwalają na funkcjonowanie kooperatyw energetycznych. Dotychczasowy postęp techniczny i gospodarczy oraz prognozy na przyszłość wskazują, że idea kooperatyw prosumenckich będzie się szybko upowszechniać, a wypracowany w nich sposób zarządzania energią stanie się normą. Kooperatywy prosumenckie zainicjują nowe lokalne i regionalne relacje gospodarcze, które wzmocnią miejscowe gospodarki i stworzą nowe, wartościowe miejsca pracy. Ich celem nie będzie jednak osiąganie zysków, lecz dostarczanie energii członkom społeczności po możliwie najlepszej cenie.

## 8.1. Poprawa jakości powietrza

Największym zagrożeniem dla jakości powietrza w Hajnówce są emisje (Hajnówka 2022) związane ze spalaniem paliw stałych i ciekłych, których produktami są pyły (PM<sub>2,5</sub>, PM<sub>10</sub>), gazy (dwutlenek węgla — CO<sub>2</sub>, tlenek węgla — CO, dwutlenek siarki — SO<sub>2</sub>, tlenki azotu — NO<sub>x</sub>, wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne, np. benzo(a)piren oraz metale ciężkie (ołów — Pb, arsen — As, nikiel — Ni, kadm — Cd).

Z modelu jakości powietrza w raporcie województwa podlaskiego (Główny Inspektorat Ochrony Środowiska 2021) wynika, że w 2021 r. w Hajnówce stężenie benzo(a)pirenu w pyłe drobnym PM<sub>10</sub> przekracza „wartości docelowe dla stężenia średniorocznego ze względu na ochronę zdrowia” i wynosi od 1,5 ng/m<sup>3</sup> do ok. 5 ng/m<sup>3</sup>. Maksymalne stężenie PM<sub>10</sub> ze średnich stężeń dobowych wskazuje na podwyższone wartości tego wskaźnika, które wahały się od 35,5 µg/m<sup>3</sup> do 45 µg/m<sup>3</sup>.

Zaprzestanie spalania węgla w systemie grzewczym Hajnówki znacząco wpłynie na poprawę jakości powietrza, a tym samym na zdrowie mieszkańców miasta.

## 8.2. Pionierska rola Hajnówki

Działania promocyjne oraz liczne projekty realizowane przez władze powiatowe i miejskie we współpracy z partnerami zagranicznymi przyczyniają się do budowania pozytywnego wizerunku Puszczy Białowieskiej. Dzieje się to poprzez ochronę klimatu oraz zapewnienie niezależności energetycznej i dobrej jakości życia mieszkańców. Dzięki modelowemu rozwiązaniu wytwarzania ciepła z odnawialnych źródeł energii z wykorzystaniem istniejącej miejskiej sieci ciepłowniczej, Hajnówka odgrywa pionierską rolę w transformacji energetycznej. Jest to również pierwszy krok do stworzenia kooperatyw energetycznych.

Biorąc pod uwagę znaczny potencjał ekosystemów leśnych i rolniczych powiatu hajnowskiego do wychwycenia dwutlenku węgla emitowanego przez gospodarkę, Hajnówka może stać się jednym z pierwszych miast w Polsce o zerowej emisji netto.

### 8.3. Wpływ na lokalny i regionalny rynek pracy

Nie oczekuje się, że projekt wpłynie znacząco na rynek pracy. Niewielki wzrost zatrudnienia może wynikać ze zwiększonego przyłączenia odbiorców ciepła do sieci i związanej z tym potrzeby rozbudowy sieci. Jest mało prawdopodobne, aby projekt miał wpływ na regionalny rynek instalacji OZE, który rozwija się niezależnie i jest kształtowany głównie w odpowiedzi na krajowe programy wsparcia dla województw.

Bardzo prawdopodobny jest jednak wzrost kompetencji pracowników PEC Hajnówka w zakresie OZE i technologii *power to X*. Firma może szybko stać się pionierem transformacji energetycznej na krajowej arenie, idąc za przykładem zakładów komunalnych Stadtwerke Wunsiedel (SWW Wunsiedel GmbH) w Niemczech, które od lat inspirują lokalne społeczności do obrania nowych ścieżek w kierunku zrównoważonego rozwoju i neutralności klimatycznej<sup>29</sup>. Zwiększona liczba wizyt i wyjazdów studyjnych może mieć pozytywny wpływ na lokalny rynek pracy m.in. dla branży hotelarskiej i gastronomicznej.

## 9. Podsumowanie i zalecenia dla potencjalnego wdrożenia

Lokalna sieć ciepłownicza miasta Hajnówka jest dobrym przykładem dla wielu innych lokalnych sieci ciepłowniczych w małych miastach na terenach wiejskich w Polsce.

Przeprowadzona analiza pokazuje, że przestawienie sieci ciepłowniczej Hajnówki na system *power to heat* przyniesie wiele średnio- i długoterminowych korzyści dla wszystkich zaangażowanych stron.

Można założyć, że długoterminowe koszty będą znacznie niższe niż w przypadku dalszej eksploatacji węgla. Zwłaszcza po uruchomieniu unijnego handlu uprawnieniami do emisji dla ciepła i mobilności w 2027 r., przejście na system ciepła oparty na energii elektrycznej z własnym wytwarzaniem energii elektrycznej z OZE ma wyraźne zalety ekonomiczne. „Proste” wdrożenie z pompami ciepła pozwoliłoby utrzymać koszty na stabilnym poziomie w średnim i długim okresie oraz zaoszczędzić ponad 22 000 ton emisji CO<sub>2</sub> w skali roku. Gdyby do systemu dodano zasobnik ciepła, koszty ciepła uległyby dalszemu obniżeniu i stabilizacji, a redukcja emisji CO<sub>2</sub> zwiększyłaby się do 25 000 ton rocznie.

Ponadto znacznej poprawie uległaby jakość powietrza, sytuacja ekonomiczna zakładów komunalnych ustabilizowałaby się, a regionalna wartość dodana wzrosłaby przy odpowiednim zaplanowaniu udziału obywateli.

Wszyscy zaangażowani w projekt z radością przyjęliby informację o tym, że powiat, miasto Hajnówka oraz zakłady komunalne będą kontynuować i wdrażać niniejsze studium wykonalności. Stanowiłoby to istotny wkład w niezależność energetyczną, rozwój gospodarczy i stabilność finansową regionu.

### **Wskazówki na temat ewentualnego planu szczegółowego oraz planu wdrożenia**

W przypadku planowania wdrożenia niektóre z założeń wymagają jeszcze sprawdzenia, weryfikacji lub wyjaśnienia.

---

<sup>29</sup> Innymi przykładami wiosek OZE są: Feldheim w Brandenburgii, Schönau w południowym Schwarzwaldzie (EWS), Wolfhagen w Hesji, powiat Steinfurt w Niedersachsen, Energievision Franken (Bawaria).

Obejmuje to następujące zagadnienia:

- dokładna temperatura ścieków;
- dostępność wód gruntowych;
- wymagana i dostępna przestrzeń dla kaskad pomp ciepła, buforów i dużych zasobników ciepła;
- koncepcja sterowania i integracja z centralną techniką sterowania procesem;
- szczegółowe badanie rynku pod kątem zmian cen głównych komponentów i usług (ze względu na dynamiczny rozwój cen w Polsce i Europie w ostatnich miesiącach);
- analiza zastosowania kotła na biomasę zamiast kotła gazowego;
- montaż zasobników ciepła.

W przypadku akceptacji i kontynuowania niniejszej koncepcji plan wdrożenia, czy też plan szczegółowy, musi zostać opracowany po konsultacji z innymi uczestnikami projektu i odpowiedzialnymi decydentami w Hajnówce.

W ramach planu szczegółowego należy również sprawdzić, czy całe zapotrzebowanie na energię elektryczną w regionie Hajnówki może zostać pokryte przez elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne (przynajmniej na podstawie bilansu). Po przestawieniu na pompy ciepła największe zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie miał sektor ciepłowniczy. Dodatkowe koszty związane z planowaniem i finansowaniem kolejnych instalacji OZE oraz ich potrzebna dla nich przestrzeń są możliwe do oszacowania. Dostępne grunty są z pewnością wystarczające (patrz rozdział 5.2.).

### **Impuls dla innych gmin**

Wskazane jest również, aby to badanie zmotywowało również inne gminy do przestawienia swoich systemów przesyłowych ciepła na system *power to heat*. W studiach wykonalności dla innych gmin powinny zostać uwzględnione doświadczenia wynikające z tego badania. Kluczowa jest odpowiednio wcześniej zainicjowana komunikacja z przedstawicielami gmin oraz aktywne zaangażowanie lokalnych zakładów komunalnych. Lokalne przedsiębiorstwa zakłady komunalne odgrywają bardzo ważną rolę w tym procesie: posiadają one wszystkie niezbędne dane lub potrafią je zgromadzić. Są odpowiedzialne za wdrażanie działań. Potrafią utrzymać stabilne koszty ciepła dla swoich klientów poprzez przyjazną dla środowiska konwersję sieci ciepłowniczej, a tym samym wypełniać swoją misję świadczenia usług publicznych. A sobie potrafią one zapewnić w ten sposób długoterminową stabilność ekonomiczną.

## I. Lista źródeł

Abrell, Jan; Bilici, Süheyb; Markus Blesl, Ulrich Fahl, Felix Kattelman, Lena Kittel, Mirjam Kosch, Gunnar Luderer, Drin Marmullaku, Michael Pahle, Robert Pietzcker, Renato Rodrigues, Jonathan Siegle. 2022: *Optimale Zuteilung des CO<sub>2</sub>-Budgets der EU: Eine Multi-Modell-Bewertung*. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. <https://ariadneprojekt.de/news/den-eu-emissionshandel-staerker-in-anspruch-nehmen-zur-entlastung-der-nationalen-klimaziele/>. Ostatnia wizyta miała miejsce 20.05.2023 r.

Biznes.gov.pl 2021: Zezwoleńie na emisję gazów cieplarnianych z instalacji objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. <https://www.biznes.gov.pl/pl/opisy-procedur/-/proc/408> . Ostatnia wizyta miała miejsce 03.05.2023 r.

Bundesnetzagentur. 2023a: Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind\\_Onshore/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/start.html). Ostatnia wizyta miała miejsce 19.05.2023 r.

Bundesnetzagentur. 2023b: Ausschreibung Solaranlagen erstes Segment: Gebotstermin 1. Juli 2023. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/Gebotstermin01072023/start.html>. Ostatnia wizyta miała miejsce 19.05.2023 r.

BMWK.de. 2023: Europäisches Parlament bestätigt Einigung zur Reform des EU-Emissionshandel. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/04/230418-europaisches-parlament-bestaetigt-einigung-zur-reform-des-eu-emissionshandel.html> . Ostatnia wizyta miała miejsce 19.05.2023 r.  
DIN Norm. 2003: DIN V 4701-10. 2003-08. Energetische Bewertung heiz- und raumlufttechnischer Anlagen - Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung.

Dz.U. 2022 poz. 1072: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 7 kwietnia 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy - Prawo geologiczne i górnicze. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20220001072>. Ostatnia wizyta miała miejsce 03.05.2023 r.

EEA. 2021: EEA greenhouse gases — data viewer: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>. Ostatnia wizyta miała miejsce 11.04 r. 2023.

EEA. 2022: Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe: <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>. Ostatnia wizyta miała miejsce 02.05.2023 r.

EFV- Energievision Franken GmbH, 2018: Energie-, Luftreinhaltungs- und Klimaschutzplan für den Powiat Hajnówka und seine Kommunen Teil 2 Energie-, THG- und Schadstoff-Bilanz – Potenzialanalysen. Hrs.: EuroNatur Stiftung.

Electricitymaps.com 2023: Electricity Maps | CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromverbrauchs in Echtzeit. <https://app.electricitymaps.com/zone/PL?lang=de> Ostatnia wizyta miała miejsce 17.04.2023 r.

Ember-Climate.org. 2022: Top 10 EU emitters. all coal power plants in 2021. <https://ember-climate.org/insights/research/top-10-emitters-in-the-eu-ets-2021/>. Ostatnia wizyta miała miejsce 05.05.2023 r.

Ember-Climate.org. 2023: The price of emissions allowances in the EU and UK. <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/>. Ostatnia wizyta miała miejsce 05.05.2023 r.

ER- Europäischer Rat. 2023: Fit für 55: Rat verabschiedet wichtige Rechtsakte zur Verwirklichung der Klimaziele für 2030. <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/04/25/fit-for-55-council-adopts-key-pieces-of-legislation-delivering-on-2030-climate-targets/pdf>. Ostatnia wizyta miała miejsce 17.05.2023 r.

FOES - Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. 2021: Factsheet (09/2021). [https://foes.de/publikationen/2021/2021-09\\_FOES\\_Factsheet\\_Kostenvergleich\\_Kohle\\_EE.pdf](https://foes.de/publikationen/2021/2021-09_FOES_Factsheet_Kostenvergleich_Kohle_EE.pdf). Ostatnia wizyta miała miejsce 05.05.2023 r.

Forum Energii. 2019: Heating in Poland Edition 2019.  
Kobize. 2022: Krajowej bazy o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2021 rok.  
Joint Research Center. 2022: PVGIS: Photovoltaik Geographical Information System. Europäische Kommission. [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool/pvgis-releases/pvgis-52\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool/pvgis-releases/pvgis-52_en). Ostatnia wizyta miała miejsce 05.05.2023 r.

Globalpetrolprices.com: 2022: Polen Strompreise. [https://de.globalpetrolprices.com/Poland/electricity\\_prices](https://de.globalpetrolprices.com/Poland/electricity_prices). Ostatnia wizyta miała miejsce 18.05.2023 r.  
Główny Inspektorat Ochrony Środowiska. 2021: Roczna ocena jakości powietrza w województwie podlaskim. Raport wojewódzki za rok 2020. Białystok. <https://powietrze.gios.gov.pl/pjp/rwms/publications/card/1427>. Ostatnia wizyta miała miejsce 2023-05-03 r.

Główny Urząd Statystyczny.2022: atlas Regionow. <http://swaid.stat.gov.pl/AtlasRegionow/AtlasRegionowMapa.aspx>. Ostatnia wizyta miała miejsce 2023-05-03 r.

Ochsner, Karl. 2007: Wärmepumpen in der Heizungstechnik: Praxishandbuch für Installateure und Planer. Müller, Heidelberg 2007.

TGE- Towarowa Giełda Energii, 2023: dane marki. <https://tge.pl/uslugi-tge>. Ostatnia wizyta miała miejsce 03.05.2023 r.

PGE Dystrybucja S.A.:2023. Rekordy danych

Pgg - Prawo geologiczne i górnicze. 2011: Dz.U.2023.0.633 t.j.

Polska w Liczbach. 2021a: Powiat hajnowski - Podstawowe informacje. [https://www.polskawliczbach.pl/powiat\\_hajnowski](https://www.polskawliczbach.pl/powiat_hajnowski). Ostatnia wizyta miała miejsce 03.05.2023 r.

Polska w Liczbach. 2021b: Hajnówka - Podstawowe informacje Więcej. <https://www.polskawliczbach.pl/Hajnówka>.Ostatnia wizyta miała miejsce 03.05.2023 r.

Portalsamorządowy. 2022: W rachunkach mieszkańców za ciepło są setki milionów na opłaty za emisję CO2. <https://www.portalsamorządowy.pl/gospodarka-komunalna/w-rachunkach-mieszkanow-za-cieplo-sa-setki-milionow-na-oplaty-za-emisje-co2,406325.html>. Ostatnia wizyta miała miejsce 03.05.2023 r.

Umweltbundesamt. 2022: CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe, Aktualisierung 2022 CLIMATE CHANGE 28/2022 Kristina Juhrich, Federalna Agencja Środowiska, Wydział Sytuacji Emisji (V 1.6).

Universität Kassel. 2016: Regionale Wertschöpfung in der Windindustrie am Beispiel Nordhessen. Institut für dezentrale Energietechnologien.



Urząd Statystyczny w Białymstoku. 2020: Powiat Hajnowski.

[https://bialystok.stat.gov.pl/vademecum/vademecum\\_podlaskie/portrety\\_powiatow/powiat\\_hajnowski.pdf](https://bialystok.stat.gov.pl/vademecum/vademecum_podlaskie/portrety_powiatow/powiat_hajnowski.pdf). Zuletzt besucht am 03.05.2023.

Weather Spark.com .2023: Klima und durchschnittliches Wetter das ganze Jahr über in Hajnówka Polen.

<https://de.weatherspark.com/y/90312/Durchschnittswetter-in-Hajn%C3%B3wka-Polen-das-ganze-Jahr-%C3%BCber>. Ostatnia wizyta miała miejsce 05.05.2023 r.

Wysokienapiecie.pl. 2021: Ceny prądu w Polsce wśród najwyższych na świecie w stosunku do pensji.

<https://wysokienapiecie.pl/43543-ceny-pradu-w-polsce-wsrod-najwyzszych-na-swiecie-w-stosunku-pensji/>. Ostatnia wizyta miała miejsce 05.05.2023 r.

Wysokienapiecie.pl. 2022: Taryfy na 2023 rosną. Za prąd zapłacimy blisko 1 zł/kWh.

<https://wysokienapiecie.pl/80125-taryfy-na-2023-za-prad/>. Ostatnia wizyta miała miejsce 18.05.2023 r.

## II. Załącznik

Tabela 18: Średni przepływ z przepompowni ścieków do miejskiej oczyszczalni ścieków w m<sup>3</sup> na miesiąc.

Miesiąc 2021	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2021
Ilość w m <sup>3</sup>	60.00	65.41	83.47	72.86	83.49	75.41	104.85	106.75	80.01	72.99	66.08	74.87	94618

Miesiąc 2022	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2022
Ilość w m <sup>3</sup>	86.066	87.098	77.852	85.744	77.013	74.428	98.234						586435

Zbieranie danych sierpień 2022 r. Rozdział 4.2.

Tabela 19: Szczegółowe zestawienie stacji pomp ciepła 1 i 2. Rozdział 4.2.

		wymagane 10.660 kW			wymagane 7.000 kW			Suma 1 + 2 pompy ciepła + kocioł
Razem	Stacja pomp ciepła 1	Moc kotła	Razem 1	Stacja pomp ciepła 2	Moc kotła	Razem 2	Pompa ciepła 1 + 2	
Moc grzewcza QH	5.564,0 kW	5.087,2	10.651,2	3.503,0 kW	3.488,4	6.991,4	9.067,0 kW	
pobór mocy elektrycznej N	1.802,0 kW			1.131,0 kW			2.933,0 kW	
Moc chłodnicza QK	3.762,0 kW			2.372,0 kW			6.134,0 kW	
COP Hzg	3,1			3,1			3,1	
<b>Parownik</b>								
Wlot	10,0 °C			10,0 °C			10,0 °C	
Wylot	6,0 °C			6,0 °C			6,0 °C	
Objętość	808,8 m <sup>3</sup> /h			510,0 m <sup>3</sup> /h			1.318,8 m <sup>3</sup> /h	
<b>Kondensator</b>								
Wlot	50,0 °C	80,0	50,0	50,0 °C	80,0	55,0	50,0 °C	
Wylot	80,0 °C	105,0	105,0	80,0 °C	105,0	105,0	80,0 °C	
Objętość	159,5 m <sup>3</sup> /h	175,0	166,5	100,4 m <sup>3</sup> /h	120,0	120,3	159,5 / 100,4 m <sup>3</sup> /h	

Tabela 20: Wolumen ciepła sprzedanego z sieci ciepłowniczej w 2020 r. Rozdział 5.1.

	Grupa	Podgrupa	Lokalizacja	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Jednostka energii				[GJ]											
2020	I	1	Masuren	8.030	6.940	7.201	5.486	3.411	2.227	2.020	1.847	2.184	4.866	5.893	8.822
		2	Batorego	7.875	7.102	6.622	4.905	2.834	1.331	1.191	1.279	1.373	4.560	5.922	7.943
		Grupa ogółem		15.905	14.042	13.823	10.391	6.245	3.558	3.211	3.126	3.557	9.426	11.815	16.765
	II	3	Armii Krajowej	9.210	8.361	7.760	5.626	3.112	1.462	1.566	1.587	1.767	5.727	7.240	9.420
		4	Podlasie	2.894	2.605	2.427	1.885	1.308	631	569	637	666	1.727	2.304	2.981
		Grupa ogółem		12.104	10.966	10.187	7.511	4.420	2.093	2.135	2.224	2.433	7.454	9.544	12.401
Rok ogółem		28.009	25.008	24.010	17.902	10.665	5.651	5.346	5.350	5.990	16.880	21.359	29.166		

Źródło: PEC Hajnówka.

Tabela 21: Wolumen ciepła sprzedanego z sieci ciepłowniczej w 2021 r. Rozdział 5.1.

Grupa	Podgrupa	Lokalizacja	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Jednostka energii			[GJ]												
2021	I	1	Masuren	8.598	9.097	8.280	5.945	3.139	2.113	1.902	1.826	3.233	5.453	7.062	8.822
		2	Batorego	8.650	8.093	6.929	5.224	2.412	1.313	1.142	1.320	2.784	4.751	6.715	7.943
		Grupa ogółem		<b>15.905</b>	<b>17.248</b>	<b>17.190</b>	<b>15.209</b>	<b>11.169</b>	<b>5.551</b>	<b>3.426</b>	<b>3.044</b>	<b>3.146</b>	<b>6.017</b>	<b>10.204</b>	<b>13.777</b>
	II	3	Armii Krajowej	10.382	10.033	8.818	6.524	2.996	1.528	1.296	1.572	3.619	6.045	8.397	10.479
		4	Podlasie	3.333	3.092	2.733	2.081	1.129	676	599	665	1.230	1.897	2.599	3.355
		Grupa ogółem		<b>12.104</b>	<b>13.715</b>	<b>13.125</b>	<b>11.551</b>	<b>8.605</b>	<b>4.125</b>	<b>2.204</b>	<b>1.895</b>	<b>2.237</b>	<b>4.849</b>	<b>7.942</b>	<b>10.996</b>
Rok ogółem		<b>30.963</b>	<b>30.315</b>	<b>26.760</b>	<b>19.774</b>	<b>9.676</b>	<b>5.630</b>	<b>4.939</b>	<b>5.383</b>	<b>10.866</b>	<b>18.146</b>	<b>24.773</b>	<b>31.867</b>		

Źródło: PEC Hajnówka.

Tabela 22: Wolumen ciepła sprzedanego z sieci ciepłowniczej w 2022 r. Rozdział 5.1.

Grupa	Podgrupa	Lokalizacja	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Jednostka energii			[GJ]												
2022	I	1	Masuren	9.360	7.459	7.715	5.963	3.264	2.005	1.806	1.907	3.080	4.431	6.721	7.903
		2	Batorego	8.470	6.863	6.953	5.505	2.182	1.309	1.268	1.170	2.523	4.182	6.273	8.030
		Grupa ogółem		<b>15.905</b>	<b>17.830</b>	<b>14.322</b>	<b>14.668</b>	<b>11.468</b>	<b>5.446</b>	<b>3.314</b>	<b>3.074</b>	<b>3.077</b>	<b>5.603</b>	<b>8.613</b>	<b>12.994</b>
	II	3	Armii Krajowej	10.226	8.320	8.603	6.884	2.697	1.541	1.477	1.272	3.417	5.452	7.840	9.858
		4	Podlasie	3.247	2.608	2.703	2.144	1.023	683	656	573	1.208	1.651	2.437	3.207
		Grupa ogółem		<b>12.104</b>	<b>13.473</b>	<b>10.928</b>	<b>11.306</b>	<b>9.028</b>	<b>3.720</b>	<b>2.224</b>	<b>2.133</b>	<b>1.845</b>	<b>4.625</b>	<b>7.103</b>	<b>10.277</b>
Rok ogółem		<b>31.303</b>	<b>25.250</b>	<b>25.974</b>	<b>20.496</b>	<b>9.166</b>	<b>5.538</b>	<b>5.207</b>	<b>4.922</b>	<b>10.228</b>	<b>15.716</b>	<b>23.271</b>	<b>28.998</b>		

Źródło: PEC Hajnówka.

Tabela 23: Profile od I do III – Zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Miesiąc	Zapotrzebowanie na energię Profil 1 [kWh]	Zapotrzebowanie na energię Profil 2 [kWh]	Zapotrzebowanie na energię Profil 3 [kWh]
Styczeń	2.179.093	4.554.010	6.094.825
Luty	1.687.591	3.798.183	5.117.620
Marzec	2.627.507	4.899.478	6.287.880
Kwiecień	2.348.189	4.577.925	5.786.959
Maj	1.473.756	3.633.250	4.822.896
Czerwiec	967.012	2.805.976	3.915.051
Lipiec	915.109	2.711.482	3.825.624
Sierpień	998.732	3.165.370	4.294.996
Wrzesień	1.375.358	3.421.410	4.552.749
Październik	2.119.985	4.095.653	5.377.428
Listopad	2.751.656	4.953.580	6.303.575
Grudzień	2.264.862	4.631.760	6.125.720
<b>RAZEM</b>	<b>21.708.851</b>	<b>47.248.078</b>	<b>62.505.322</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PGE Dystrybucja S.A. Rozdział 5.1.

Tabela 24: Założenia dla kosztów inwestycji i energii pomp ciepła i kotłów gazowych

Miejsce powstawania kosztów		Jednostka
Cena gazu i oleju (szacunkowa)	90	EUR/MWh
Współczynnik sprawności kotła (szacunkowy)	90	%
Zapotrzebowanie na energię elektryczną pomp ciepła (OPS)	18 786	MWh/a
Zapotrzebowanie na energię napędów pomocniczych EWP (OPS)	2818	MWh/a
Łączne zapotrzebowanie na energię elektryczną pomp ciepła (OPS)	21 604	MWh/a
Straty sieciowe (OPS)	12	%
Koszty inwestycji kotła (szacunkowe)	80 000	EUR/MW
Pozostałe koszty inwestycji (szacunkowe)	25 000	EUR/MW
Moc kotła gazowego	10,00	MW
Koszty paliwa kotła gazowego (obliczone)	100,0	EUR/MWh
Łączna inwestycje w pompy ciepła (OPS)	11 397 050	EUR

Tabela 25: Koszty powiązane z zużyciem i eksploatacją (prąd i paliwo) przy różnych scenariuszach

Scenariusz:			Roczne koszty w EUR
<b>Cena węgla 272 EUR za tonę.</b>			
Zużycie węgla przez kocioł	10 759 t/a	272 EUR/t	2 926 448
Zapotrzebowanie na energię elektryczną kotła na węgiel	700 MWh/a	100 EUR/MWh	70 000
Koszty powiązane z eksploatacją			528 978
<b>Łącznie</b>			<b>3 525 426</b>
<b>Scenariusz: Pompy ciepła</b>			
Zużycie gazu przez kocioł	6111 MWh/a	90 EUR/MWh	550 000
Zapotrzebowanie na energię elektryczną EWP z paneli solarnych	12 962 MWh/a	65 EUR/MWh	1 125 650
Zapotrzebowanie na energię elektryczną EWP z sieci	8642 MWh/a	180 EUR/MWh	1 555 481
Koszty powiązane z eksploatacją			261 038
Koszty powiązane z kapitałem			251 648
<b>Łącznie:</b>			<b>3 743 817</b>
<b>Scenariusz: Pompy ciepła + zasobnik ciepła</b>			
Zużycie gazu przez kocioł	6111	90	550 000
Zapotrzebowanie na energię elektryczną EWP z paneli solarnych	16 851	65	1 463 344
Zapotrzebowanie na energię elektryczną EWP z sieci	4753	180	855 514
Koszty powiązane z eksploatacją			261 038
Koszty powiązane z kapitałem			251 648
<b>Łącznie:</b>			<b>3 381 545</b>

Opracowanie własne. Dokładne wyliczenie kosztów powiązanych z eksploatacją, patrz kolejna tabela.

Tabela 26: Koszty powiązane z eksploatacją stanu aktualnego i prognoza w przypadku montażu pomp ciepła.

Koszty powiązane z eksploatacją kotłów na węgiel	EUR		€/a
Obsługa instalacji kotłowej	16,7	25 000	418 478
Konserwacja kotłów	2 550 000	3%	76 500
Konserwacja układu tłoczenia i usuwania popiołu	1 360 000	2,5%	34 000
<b>Łączne koszty powiązane z eksploatacją</b>			<b>528 978</b>
<b>Koszty powiązane z eksploatacją pomp ciepła</b>			
Bieżąca konserwacja kotłów na gaz	1 050 000	1%	10 500
Dedykowany inżynier		40 000	160 000
Umowa o konserwację	13	2574	33 462
Bieżąca konserwacja układu hydraulicznego	2 197 600	1%	21 976
Bieżąca konserwacja wód gruntowych	1 230 000	2%	24 600
Bieżąca konserwacja budynku	2 100 000	0,5%	10 500
<b>Łączne koszty powiązane z eksploatacją</b>			<b>261 038</b>

Tabela 27: Wpływ ceny CO<sub>2</sub> na koszty roczne. Prognoza własna.

Warianty	Koszty roczne	Cena CO <sub>2</sub>			Łączne koszty roczne			Koszty ciepła w EUR/MWh		
		45€	100€	200€	45€	100€	200€	45€	100€	200€
<b>Scenariusz ceny CO<sub>2</sub></b>										
<b>Stan rzeczywisty</b>										
Kocioł węglowy 272 EUR/t	3 822 047	1 315 459	2 924 712	5 849 423	5 137 506	6 746 759	9 671 470	93	123	176
Kocioł węglowy 150 EUR/t	2 509 449	1 315 459	2 924 712	5 849 423	3 824 908	5 434 161	8 358 872	70	99	152
<b>Pompy ciepła</b>										
Zużycie energii na potrzeby własne 70%	3 460 719	305 707	697 497	1 394 994	3 766 427	4 158 216	4 855 713	68	76	88
Z zasobnikiem	3 013 519	214 887	487 507	975 014	3 228 405	3 501 026	3 988 533	59	64	73