

***Studium wykonalności projektu pn.:
„Digitalizacja sieci ciepłowniczych
w Gnieźnie”***

*Studium wykonalności projektu pn.:
„Digitalizacja sieci ciepłowniczych w Gnieźnie”*

Zamawiający:

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o.
ul. Staszica 13
62-200 Gniezno



opracowany przez:

Eko-Efekt Sp. z o.o.

ul. Wróbla 23
02-736 Warszawa

tel. 22 853 11 93

e-mail: biuro@ekoefekt.pl



we współpracy z:

energo-skaner Michał Rynkowski

email: energo.skaner@gmail.com



Koordynator opracowania:

Elżbieta Wójcik

Spis treści

1	Informacje o Wnioskodawcy	5
1.1	Forma prawna i struktura własnościowa.....	5
1.2	Przedmiot działalności	5
1.3	Historia.....	7
1.4	Kwalifikacje i doświadczenie kadry zarządzającej	7
1.5	Doświadczenie Wnioskodawcy w realizacji innych przedsięwzięć.....	7
1.6	Model instytucjonalny: w czasie realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia	11
1.6.1	Podmioty odpowiedzialne za realizację (beneficjent, podmioty upoważnione do ponoszenia wydatków kwalifikowalnych – o ile dotyczy)	11
1.7	Potencjał techniczny, prawny, finansowy i administracyjny wnioskodawcy	12
1.8	Plany na przyszłość.....	14
2	Cel, opis i zakres rzeczowy przedsięwzięcia.....	15
2.1	Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej	15
2.1.1	Źródła ciepła	15
2.1.2	Sieć ciepłownicza	17
2.1.3	Prowadzenie sieci ciepłowniczej	20
2.1.4	Straty ciepła w sieci ciepłowniczej	28
2.1.5	Węzły cieplne	30
2.1.6	Regulatory pogodowe	30
2.1.7	Przetworniki ciśnienia	32
2.1.8	Liczniki ciepła	33
2.1.9	Wodomierze	34
2.1.10	Uzupełnianie wody w instalacji	35
2.1.11	Analiza stanu aktualnego systemu SCADA i obsługi urządzeń	35
2.1.11.1	System wizualizacji i sterowania	35
2.1.11.2	Odczyt danych z liczników ciepła i wodomierzy.....	38
2.1.11.3	Alarmy z sieci preizolowanej.....	38
3	Cel, opis i zakres rzeczowy przedsięwzięcia.....	39
3.1	Analiza techniczna i technologiczna	40
3.1.1	Węzły	40
3.1.1.1	Wymiana regulatorów pogodowych	40
3.1.1.2	Wymiana liczników ciepła	40
3.1.1.3	Instalacja modułów komunikacyjnych do liczników ciepła	41
3.1.1.4	Instalacja przetworników ciśnienia.....	42
3.1.1.5	Wodomierze	43
3.1.1.6	Układy automatycznego uzupełniania instalacji.....	43
3.1.1.7	Komory z zaworami/klapami odcinającymi	44

3.1.1.8	Wykaz zadań w zakresie telemetrii	45
4	Analiza alternatywna rozwiązań.....	47
4.1	Charakterystyka alternatywnych rozwiązań lokalizacyjnych i technologiczno-organizacyjnych.....	47
4.1.1	Sieć ciepłownicza	47
4.2	Ekonomiczne i finansowe porównanie rozważanych rozwiązań alternatywnych.	49
4.2.1	Wariant I	49
4.2.2	Wariant II	51
4.2.3	Wariant III	53
4.2.4	Wskaźniki jednostkowe dla rozpatrywanych wariantów	55
4.2.5	Podsumowanie	55
5	Plan wdrożenia przedsięwzięcia:.....	59
5.1	Struktura organizacyjna jednostki odpowiedzialnej za wdrażanie przedsięwzięcia.	59
5.2	Niezbędne działania instytucjonalne i administracyjne.....	60
5.3	Przygotowanie do realizacji przedsięwzięcia (stan wynikający z uzyskanych decyzji/pozwoleń).....	60
5.4	Harmonogram rzeczowo-finansowy przedsięwzięcia.....	61
6	Finansowanie przedsięwzięcia:	64
6.1	Analiza zdolności Wnioskodawcy do obsługi planowanego zadłużenia związanego z realizacją przedsięwzięcia.....	64
6.2	Planowane koszty całkowite przedsięwzięcia.....	64
6.3	Planowane źródła finansowania przedsięwzięcia	65
6.3.1	Środki własne	65
6.3.2	Środki NFOŚiGW	65
6.3.3	Zewnętrzne źródła finansowania	65
7	Analiza finansowa.....	66
7.1	Analiza bieżącej sytuacji finansowej Wnioskodawcy	66
7.2	Założenia i metodyka analizy finansowej.....	66
7.3	Założenia i metodyka analizy finansowej.....	68
7.4	Prognoza kosztów operacyjnych.....	70
7.5	Analiza zapotrzebowania na kapitał obrotowy Wnioskodawcy.....	70
7.6	Prognoza rachunku zysków i strat	71
7.6.1	Prognoza kosztów i przychodów operacyjnych wyodrębnionych dla przedsięwzięcia	71
7.6.2	Prognoza rachunku zysków i strat dla Wnioskodawcy	71
7.7	Prognoza bilansu dla Wnioskodawcy.....	71
7.8	Prognoza rachunku przepływów pieniężnych dla Wnioskodawcy	72
7.9	Prognoza budżetu Wnioskodawcy	72
7.10	Analiza wskaźników efektywności finansowej (IRR, NPV) przedsięwzięcia.....	72

7.11	Ocena wykonalności i trwałości finansowej.....	73
7.12	Ocena wyników analizy finansowej i analizy wskaźnikowej	73
8	Ocena ryzyka i analiza wrażliwości	74
8.1	Ocena ryzyka	74
8.2	Analiza wrażliwości	77
9	Spis tabel.....	78
10	Spis rysunków	79
11	Spis wykresów	79

1 Informacje o Wnioskodawcy

1.1 Forma prawna i struktura własnościowa

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o. o. prowadzi działalność gospodarczą w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością (w dalszej części opracowania także jako „PEC w Gnieźnie”, „PEC”, „Spółka”, „Wnioskodawca”, lub „Inwestor”). Jedynym wspólnikiem, posiadającym 100% udziałów (14 783 udziałów po 1000 zł – 14 783 000 zł) w Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością posiada Miasto Gniezno, reprezentowane na Zgromadzeniu Wspólników przez Prezydenta Miasta Gniezna.

Podstawowe dane dotyczące Wnioskodawcy zostały przedstawione w Tabeli poniżej.

Tabela 1 Podstawowe dane formalno-prawne Wnioskodawcy

PODSTAWOWE DANE FORMALNO-PRAWNE WNIOSKODAWCY	
NAZWA	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
ADRES SIEDZIBY	62-200 Gniezno, ul. Staszica 13
Telefon	61 428-45-50
e-mail	pec@pec.gniezno.pl
KRS	0000023463
NIP	784-00-03-286
REGON	632036595
Kapitał zakładowy	14 783 000,00
Główni udziałowcy	MIASTO GNIEZNO – 100%
Zarząd spółki	Jarosław Grobelny - Prezes Zarządu
Rada Nadzorcza	Dariusz Zamiar, Marek Borowicz Marcin Śliwiński, Piotr Kupś, Zbigniew Przybylski,

Źródło: Dane PEC Gniezno

Struktura własnościowa

Wyłącznym udziałowcem Wnioskodawcy jest MIASTO GNIEZNO, które posiada 100% z 14 783 równych niepodzielnych udziałów.

1.2 Przedmiot działalności

Realizacja zadań własnych gminy określonych w art. 7 ust.1 pkt. 3, 12 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2001 r. Nr 142, poz. 1591 z późn. zm.) tj. sprawy wodociągów i zaopatrzenia w wodę, kanalizacji, usuwania i oczyszczenia ścieków komunalnych, utrzymania czystości i porządku, wysypisk i unieszkodliwiania odpadów komunalnych, zieleni gminnej i zadrzewień oraz produkcja, przesył i dystrybucja energii cieplnej.

Głównym przedmiotem działalności Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością jest produkcja i dystrybucja ciepła systemowego. PEC w Gnieźnie produkuje i dostarcza Ciepło systemowe na terenie miasta Gniezna i Pobiedzisk. W Gnieźnie nie konkuruje z innymi dostawcami ciepła systemowego.

Ciepło systemowe dostarczane jest przede wszystkim mieszkańcom budynków wielorodzinnych, instytucjom publicznym, szpitalom, placówkom oświatowym (szkoły i przedszkola) oraz przedsiębiorstwom. Udział sprzedaży ciepła systemowego w podziale na grupy odbiorców kształtuje się następująco:

70 % – odbiór na cele mieszkaniowe (spółdzielnie mieszkaniowe, przedsiębiorstwa komunalne, wspólnoty mieszkaniowe, osoby fizyczne),

21 % – na cele obiektów użyteczności publicznej (szpitale, szkoły, przedszkola),

9 % – pozostałe obiekty, w tym przedsiębiorstwa (firmy produkcyjne, usługowe i handlowe).

Działalność Spółki w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji ciepła regulowana jest przepisami prawa energetycznego, podlega koncesjonowaniu przez Urząd Regulacji Energetyki. Przedsiębiorstwo posiada następujące koncesje:

- wytwarzania ciepła – decyzja nr **WCC/320/243/U/3/98/JB** z 19 października 1998 r. ze zmianami,
- przesyłania i dystrybucji ciepła – decyzja nr **PCC/331/243/U/3/98/JB** z 19 października 1998 r. ze zmianami.

Obie koncesje są ważne do 31 grudnia 2025 roku.

Przedsiębiorstwo przedstawia do zatwierdzenia prezesowi URE taryfy na wytwarzania i dystrybucję ciepła. Najnowsza taryfa jest z października 2022 r.

Dodatkowym profilem działalności spółki są usługi związane z energetyką ciepłą do których zaliczyć można:

- Optymalizacja doboru urządzeń do potrzeb odbiorców,
- Pomoc klientom w redukowaniu zużycia energii cieplnej,
- Obsługa, konserwacja, remonty, wymiana i budowa sieci ciepłowniczych,
- Budowa, modernizacja i wymiana instalacji ciepłowniczych wewnątrz budynków,
- Obsługa, konserwacja, wymiana i uruchamianie węzłów cieplnych,
- Wymiana, legalizacja i montaż liczników energii cieplnej,
- Montaż i wymiana zaworów termostatycznych,
- Obsługa lokalnych kotłowni gazowych, węglowych i olejowych,
- Obsługa, konserwacja i remonty urządzeń ciepłowniczych,

Przedsiębiorstwo posiada certyfikaty ISO z zakresu Wytwarzania, dystrybucji i przesyłu ciepła systemowego pochodzącego z ciepłowni C13 i C14:

- ISO 9001:2015
- ISO 14001:2015
- ISO 45001:2018

Certyfikaty te zostały wydane dnia 12.09.2021 i są ważne do 11.09.2024.

1.3 Historia

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o. powstało 1 lipca 1992 r. na podstawie umowy spółki z dnia 16.06.1992 r., jednak swoją działalność prowadzi już od 1975 r. Na mocy zarządzenia Wojewody Poznańskiego nr 31/75 w dniu 1 kwietnia 1975 r. utworzone zostało Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej z siedzibą w Gnieźnie przy ul. Fabrycznej 7. Jedynym wspólnikiem, posiadającym 100% udziałów jest Miasto Gniezno, reprezentowane przez Prezydenta Miasta.

1.4 Kwalifikacje i doświadczenie kadry zarządzającej

Bezpośrednią kadrę zarządzającą Wnioskodawcy stanowią: Prezes Zarządu odpowiedzialny za całokształt działalności operacyjnej oraz dyrektorzy operacyjni spółki tj. Dyrektor ds. Technicznych oraz Dyrektor ds. Organizacyjno-Finansowych. Nadzór nad działalnością Zarządu pełni 3-osobowa Rada Nadzorcza.

Wszyscy dyrektorzy i kierownicy poszczególnych działów posiadają niezbędne kwalifikacje i doświadczenie w zakresie realizacji zadań inwestycyjnych. Dodatkowo, wspomniane osoby stale podnoszą swoje kompetencje, uczestnicząc w dodatkowych kursach i szkoleniach, m.in. z zakresu podatków w przedsiębiorstwie, pracowniczych planów kapitałowych, czy też z zakresu zasad konstruowania taryf za energię ciepłą. Kadra zarządzająca posiada wieloletnie doświadczenie nabyte w toku pracy na stanowiskach kierowniczych.

1.5 Doświadczenie Wnioskodawcy w realizacji innych przedsięwzięć

Wnioskodawca posiada wieloletnie doświadczenie w realizacji projektów inwestycyjnych mających na celu poprawę efektywności działania, poprawę jakości środowiska naturalnego oraz podniesienie poziomu usług świadczonych na rzecz społeczności lokalnej. Doświadczenie kadry zarządzającej zdobyte w ramach realizowanych projektów wykorzystane zostanie w ramach realizacji niniejszej inwestycji.

W latach 1999 – 2000 PEC w Gnieźnie podjęło liczne działania inwestycyjne zmierzające do ograniczenia tzw. „niskiej emisji zanieczyszczeń”. Dzięki dobrze zaplanowanym inwestycjom

sieciowym zlikwidowano wiele kotłowni węglowych, w tym kotłownie zlokalizowane w centrum Gniezna.

W 1999 roku rozpoczęto realizację I etapu inwestycji sieciowej zaplanowanej na dwa lata – budowę ciepłociągu w rejonie ulic: Chudoby, Roosevelta, Sobieskiego i Sienkiewicza. W ramach I etapu podłączono obiekty Centrum Handlowego na terenie byłych Zakładów Mięsnych. Etap II, realizowany w roku 2000, umożliwił likwidację następujących kotłowni lokalnych:

Tabela 2 Zestawienie kotłowni przeznaczonych do likwidacji

Kotłownia, adres	Moc zainstalowana
kotłownia PEC K-146 przy ul. Sienkiewicza	1,060 MW
kotłownia PEC K-110 przy ul. Sobieskiego	0,580 MW
kotłownia w budynku M.D.K. ul. Roosevelta	0,210 MW
kotłownia w budynku Starostwa przy ul. Sobieskiego	0,848 MW
kotłownia w budynkach Policji przy ul. Jana Pawła II	0,230 MW
kotłownia w Szkole Podstawowej Nr 2 przy ul. Łubieńskiego	0,256 MW
kotłownia w Szkole Podstawowej Nr 5 przy ul. Chrobrego	0,150 MW
kotłownia w Gimnazjum Nr 2 przy ul. Pocztovej	0,632 MW

W miejscu likwidowanych kotłowni wybudowano węzły ciepłownicze.

W 2000 roku własnymi siłami Spółka zmodernizowała odcinek sieci ciepłowniczej w rejonie ulicy Kwiatowej i Sobieralskiego, co ponadto pozwoliło przyłączyć do sieci ciepłowniczej Szkołę Podstawową Nr 6, gdzie zlikwidowano kolejną kotłownię węglową.

W roku 2001 zrealizowano inwestycje sieciowe, które pozwoliły zlikwidować następne 5 węglowych kotłowni lokalnych w obiektach: GOSiR przy ul. Bł. Jolenty, Wojskowego Zakładu Remontowo-Budowlanego przy ul. Sobieskiego/ Chrobrego oraz Teatru im. Al. Fredry.

W 2002 roku do sieci ciepłowniczej podłączony został obiekt II Liceum Ogólnokształcące w Gnieźnie, a dotychczasowa kotłownia węglowa została zlikwidowana. W tym samym roku Spółka zrealizowała budowę sieci ciepłowniczej i węzłów w nowych obiektach Kolegium Europejskiego przy ul. Kostrzewskiego w Gnieźnie.

W 2010 r. przeniesiony i zmodernizowany został kocioł WR – 10 oraz rozbudowana miejska sieć ciepłownicza. Przedsięwzięcie kosztowało nieco ponad 2 mln zł netto. Na realizację tego projektu, PEC w Gnieźnie otrzymał preferencyjną pożyczkę z Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Poznaniu.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o. realizowało także inne inwestycje przy wsparciu Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Poznaniu. Są to

inwestycje w źródła ciepła, a więc kotły i nowoczesne stacje odpylania. Ostatnie przedsięwzięcia dofinansowane przez WFOŚiGW to:

- „Modernizacja kotła WR-25 nr 5 wraz z budową instalacji odpylania spalin w Ciepłowni C-13 w Gnieźnie”

Całkowity koszt netto wyniósł 8.705.000,00 zł. Powyższe przedsięwzięcie dofinansowano ze środków Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Poznaniu w postaci pożyczki do kwoty ogółem 8.615.000,00 zł, co stanowi 98,97% kwoty całkowitych kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia.

- „Modernizacja kotła WR-25 nr 6 na kocioł WR-10 nr 6 wraz z budową instalacji odpylania spalin w Ciepłowni C-13 w Gnieźnie”

Całkowity koszt netto wyniósł 5.002.000,00 zł. Powyższe przedsięwzięcie dofinansowano ze środków Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Poznaniu w postaci pożyczki do kwoty ogółem 4.912.000,00 zł, co stanowi 98,21% kwoty całkowitych kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia.

- „Modernizacja układu odpylania wraz z kanałami spalin oraz układu odzūżlania kotła WR-5 nr 2 w Ciepłowni C-13 w Gnieźnie”

Całkowity koszt netto wyniósł 1.502.000,00 zł. Powyższe przedsięwzięcie dofinansowano ze środków Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Poznaniu w postaci pożyczki do kwoty ogółem 1.452.000,00 zł, co stanowi 96,68% kwoty całkowitych kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia.

- „Rozdzielenie obiegu pomp sieciowych i kotłowych w Ciepłowni C-13 w Gnieźnie w celu zwiększenia efektywności energetycznej”

Umowa pożyczki nr 610/U/400/477/2018 z dnia 27.11.2018 r.

Całkowity koszt netto wyniósł 1.261.000,00 zł. Fundusz udzielił pożyczki do kwoty ogółem 1.150.000,00 zł, co stanowi 91,19% kwoty całkowitych kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Zakończenie przedsięwzięcia w terminie 31.08.2018 r. Trwałość przedsięwzięcia: przez okres 3 lat od daty zakończenia przedsięwzięcia.

Także w budynku Politechniki Poznańskiej przy ul. Sobieskiego, dzięki przyłączeniu do sieci ciepłowniczej zasilanej z ciepłowni PEC w Gnieźnie, przestała istnieć kolejna kotłownia węglowa. Na uwagę zasługuje fakt, że w krótkim czasie w obiektach szkolnych uzyskano znaczną poprawę nie tylko komfortu cieplnego, ale także poprawiono stan bezpieczeństwa – zlikwidowanie przestarzałych kotłowni węglowych wyeliminowało potencjalne zagrożenia zatruciem tlenkiem węgla.

Oprócz rozbudowy sieci ciepłowniczych proekologiczna działalność inwestycyjna Spółki była rozwijana poprzez:

- modernizację lokalnych kotłowni polegającą na zastąpieniu kotłów węglowych kotłami gazowymi – ten wariant przyjęto dla obiektów, których podłączenie do miejskiej sieci ciepłowniczej nie było możliwe. W latach 1999 – 2002 PEC w Gnieźnie zmodernizował na terenie Gniezna dwie własne kotłownie węglowe budując w ich miejscu nowoczesne kotłownie gazowe oraz uczestniczył w wykonaniu dwóch kotłowni gazowych w Szkołach Podstawowych Nr 3 przy ul. Czarnieckiego i Nr 8 przy ul. Cymśa.
- modernizację sieci ciepłowniczej – wymiana tradycyjnych (kanałowych) sieci na ciepłociągi w systemie rur preizolowanych – te przedsięwzięcia spowodowały obniżenie strat ciepłych w sieciach, co dało efekt w postaci mniejszego zużycia paliwa – a tym samym zmniejszono emisję zanieczyszczeń, w tym emisję dwutlenku węgla,
- budowę w ciepłowniach nowych stacji odpylających charakteryzujących się wysoką sprawnością działania. Jednym z większych przedsięwzięć w tym zakresie była modernizacja stacji odpylania dla dwóch kotłów typu WR-25 w ciepłowni C-13, przeprowadzona w roku 2001. Pomiary stężeń i emisji potwierdziły wysoką 90% skuteczność odpylania. Emisja pyłów przed modernizacją dla tych kotłów wyniosła w roku 2001 – 245 ton pyłów. Po modernizacji wyemitowały one tylko 75 ton pyłów.

Powyższe działania przyczyniły się do zlikwidowania w sumie 20 kotłowni węglowych, w których spalano rocznie ok. 2 250 ton węgla w kotłach bez jakiegokolwiek instalacji odpylającej. Efekt ekologiczny to roczne zmniejszenie emisji na terenie miasta Gniezna o m.in.: 3 848 kg/rok dwutlenku siarki, 2 846 kg/rok pyłów, 103 tony/rok tlenku węgla i 1 237 ton dwutlenku węgla.

Zmieniające się przepisy dotyczące ilości pyłów wprowadzanych do powietrza będą nakładały na Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie kolejne obowiązki inwestycyjne w tym zakresie.

Obecnie w celu poprawy efektywności funkcjonowania systemu ciepłowniczego na terenie miasta Gniezna, do sieci ciepłowniczej przyłączani są odbiorcy, którzy dotychczas byli obsługiwani przez lokalne kotłownie gazowe. Przykładem może być podłączenie do sieci ciepłowniczej odbiorców energii cieplnej z kotłowni K – 172 (ul. Lecha 12), K – 171 (ul. Lecha 1) i K – 183 (ul. Pocztowa 13).

1.6 Model instytucjonalny: w czasie realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia

Podmiotem odpowiedzialnym za realizację Projektu jest Wnioskodawca – Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o. Planowane przedsięwzięcie zostanie zlecone Wykonawcy, który zostanie wybrany w drodze postępowania przetargowego zgodnego z przewidzianym trybem w ustawie Prawo Zamówień Publicznych.

Wspomniany w tabeli 3 Zespół Realizujący Projekt będzie odpowiedzialny za bezpośredni nadzór i monitorowanie przedsięwzięcia zgodnie z właściwymi procedurami.

1.6.1 Podmioty odpowiedzialne za realizację (beneficjent, podmioty upoważnione do ponoszenia wydatków kwalifikowalnych – o ile dotyczy)

Beneficjentem projektu i instytucją odpowiedzialną za realizację przedsięwzięcia i ponoszenie wydatków kwalifikowalnych będzie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o.

W obrębie struktur Przedsiębiorstwa możliwe będzie utworzenie Zespołu Nadzorującego Realizację Projektu. Biorąc pod uwagę specyfikę zadań inwestycyjnych zawartych w Projekcie, przewiduje się, iż nad prawidłową realizacją i zarządzaniem projektem czuwać będzie powołany zespół projektowy wyłoniony z zespołu Przedsiębiorstwa wsparty zewnętrznym zespołem eksperckim.

Właścicielem zrealizowanej inwestycji po jej zakończeniu będzie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o.

Tabela 3 Zespół realizujący projekt

Stanowisko	Proponowany zakres zadań
Kierownik działu przesyłu	<ul style="list-style-type: none">– odpowiedzialność za wszystkie działania realizowane w ramach projektu, w szczególności za osiągnięcia wyznaczonych celów w zakładanych terminach,– reprezentacja podmiotu realizującego projekt na zewnątrz,– opiniowanie umów,– zlecenie zadań członkom zespołu oraz ewentualne zlecenie prac na zewnątrz,– współpraca z partnerami zewnętrznymi mającymi istotne znaczenie dla prowadzenia projektu,– wydawanie poleceń dokonania płatności po weryfikacji,– bieżące zarządzanie projektem,– monitoring zgodności realizacji projektu z zapisami w umowach z instytucjami finansującymi,– monitorowanie postępu prac i wskaźników osiągnięć,– sporządzanie okresowych raportów merytorycznych,

Stanowisko	Proponowany zakres zadań
Specjalista ds. pozyskiwania zewnętrznych źródeł	<ul style="list-style-type: none"> – przygotowanie specyfikacji istotnych warunków zamówienia, – przygotowanie i realizacja procedur przetargowych, – weryfikacja i opiniowanie informacji zawartych w raportach okresowych z realizacją kontraktu, – funkcja doradcza w przypadku zaistniałych problemów w sferze zarządzania realizacją poszczególnych działań projektu, – koordynacja prac komisji przetargowej, – nadzór nad przejrzystością procedur na każdym poziomie wdrażania projektu, – prowadzenie dokumentacji księgowej projektu, – archiwizacja dokumentacji, – prowadzenie spraw kadrowo – płacowych związanych z realizacją projektu, – realizacja płatności związanych z projektem, – przygotowanie informacji niezbędnych do rozliczenia projektu. – składanie raportów do instytucji współfinansującej przedsięwzięcie

W okresie eksploatacji planowanej inwestycji wszelkie koszty związane z utrzymaniem oraz eksploatacją ponosić będzie Przedsiębiorstwo.

Spółka zapewni także bieżące spełnianie kryteriów oraz norm obowiązujących w Unii Europejskiej, dla tego typu inwestycji, w całym okresie jej eksploatacji. Po zakończeniu realizacji inwestycji eksploatacja majątku powstałego dzięki realizacji projektu odbywać się będzie zgodnie z wewnętrznymi procedurami przedsiębiorstwa nadzorowanymi przez odpowiednie działy i podległe im służby techniczne.

1.7 Potencjał techniczny, prawny, finansowy i administracyjny wnioskodawcy

Potencjał techniczny

Beneficjentem projektu i instytucją odpowiedzialną za realizację przedsięwzięcia będzie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o. W 2022 roku przedsiębiorstwo przeciętnie zatrudniało 88 osób (w tym 49 pracowników produkcyjnych oraz 39 pracowników nieprodukcyjnych).

W procesie zarządzania projektem zaangażowany będzie:

1. Prezes Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o. - odpowiedzialny za całokształt zarządzania projektem nad Inżynierem Kontraktu,
2. Dyrektor ds. administracyjno-finansowych - odpowiada za całość spraw znajdujących się w obszarze finansowo-księgowym, kadrowym, płacowym oraz marketingowym przy

wspieraniu Głównego Księgowego oraz Kierownika Działu Sprzedaży i Marketingu, a także pracowników działu.

3. Główny specjalista – Doradca Zarządu - odpowiada za całość spraw znajdujących się w obszarze administracyjno-prawnym, środowiskowym i p.poż, przy wsparciu Kierownika Działu Organizacyjno-Prawnego, Specjalistów ds. P.POŻ, BHP, technicznych i ochrony środowiska.
4. Kierownik Działu Produkcji -odpowiada za przebieg całego procesu technologicznego związanego z wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej w zgodzie z przepisami prawa i zachowaniem standardów jakościowych, dążących do jego optymalizacji zarówno pod kątem technologicznym jak i finansowym przy wsparciu Kierowników Działów Produkcji, Przesyłu i Technicznego, a także pracowników działów.

Wszystkie zaangażowane do projektu osoby posiadają odpowiednie wykształcenie, doświadczenie oraz kwalifikacje w zakresie planowania i prowadzenia projektów inwestycyjnych w dziedzinie ciepłownictwa.

Potencjał prawny.

Spółka została zarejestrowana w dniu 29 czerwca 2001 r. w Sądzie Rejonowym w Poznaniu XXI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem RHB 6989. Spółka została zarejestrowana w Krajowym Rejestrze Sądowym pod numerem 0000023463.

Spółka została związana na czas nieograniczony. Zakres działalności Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie określa umowa spółki. Spółka posiada koncesję na wytwarzanie i przesyłanie energii cieplnej.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o. o. jest spółką, która prowadzi działalność gospodarczą na bazie kodeksu spółek handlowych, a 100% jej udziałów posiada Miasto Gniezno.

Forma prawna wnioskodawcy – spółka z ograniczoną odpowiedzialnością wg Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 30 listopada 2015 r w sprawie sposobu i metodologii prowadzenia i aktualizacji krajowego rejestru urzędowego podmiotów gospodarki narodowej, wzorów wniosków, ankiet i zaświadczeń (Dz.U. 2015 poz. 2009): kod 117.

Status prawny jest adekwatny do realizowanego projektu i umożliwia podejmowanie czynności prawnych niezbędnych do realizacji inwestycji.

Potencjał administracyjny

W obrębie struktur przedsiębiorstwa zostanie utworzony Zespół Realizujący Projekt, który będzie odpowiedzialny za bezpośredni nadzór i monitoring inwestycji zgodnie z właściwymi procedurami.. Zespół realizujący projekt będzie powołany przez Prezesa Zarządu z

pracowników Spółki. Dodatkowo przewiduje się wyłonienie w drodze przetargu Inżyniera Kontraktu, który sprawował będzie nadzór nad prawidłową realizacją jednego z zadań budowlanych w ramach Projektu. Można zatem jednoznacznie stwierdzić, iż Beneficjent będzie posiadał odpowiedni potencjał administracyjny pozwalający na sprawną realizację projektu.

1.8 Plany na przyszłość

Działania inwestycyjne Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Gnieźnie od dłuższego czasu skoncentrowane są na ochronie środowiska naturalnego m.in. poprzez poprawę sprawności eksploatowanych systemów oraz poprawę efektywności wytwarzania ciepła systemowego. Zasadniczym kierunkiem działań w zakresie ochrony środowiska w PEC w Gnieźnie jest ochrona powietrza atmosferycznego. Priorytet, jaki nadano tej grupie działań inwestycyjnych wynika z istoty i charakteru działalności Spółki – produkcja ciepła systemowego zawsze wiąże się ze spalaniem paliw, co w konsekwencji nieuchronnie prowadzi do emisji zanieczyszczeń. Dążenie do systematycznego obniżenia zanieczyszczeń emitowanych do powietrza wynika także z konieczności dostosowania się do aktualnie obowiązujących przepisów i norm związanych z ustawą o ochronie środowiska, a także norm i dyrektyw, jakie obowiązują w Unii Europejskiej.

W strukturze nakładów inwestycyjnych można wyróżnić między innymi następujące grupy zadań:

- inwestycje obszarowe związane z rozwojem miejskiej sieci ciepłowniczej,
- modernizacja ciepłowni i kotłowni lokalnych, w tym realizacja zadań inwestycyjnych związanych z ochroną środowiska naturalnego,
- wymiana sieci ciepłowniczej i armatury w celu zwiększenia jej szczelności oraz modernizacja węzłów cieplnych w celu poprawienia sprawności ich działania.

Strategia rozwoju przedsiębiorstwa na najbliższe lata zakłada realizację inwestycji proekologicznych mających na celu poprawę jakości powietrza oraz poprawę efektywności utylizacji odpadów komunalnych na terenie Miasta Gnieźno. Cele strategiczne osiągnięte zostaną m.in. poprzez realizację przedmiotowego projektu we wskazanym zakresie rzeczowym.

2 Cel, opis i zakres rzeczowy przedsięwzięcia

2.1 Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej

2.1.1 Źródła ciepła

Główny system ciepłowniczy Gniezna oparty jest o dwa węglowe źródła ciepła, sieci przesyłowe oraz węzły ciepłownicze.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o. o. posiada:

- dwie ciepłownie opalane miałem węgla kamiennego (C-13 oraz C-14) o łącznej mocy 87,225 MW
- oraz poza głównym systemem ciepłowniczym - 9 kotłowni lokalnych zasilanych gazem ziemnym o łącznej mocy 2,31 MW.

Wytwarzana energia ciepła dostarczana jest głównie do budynków mieszkalnych (budynki wielorodzinne). Pozostali odbiorcy to budynki użyteczności publicznej, szpitale, szkoły, przedszkola oraz podmioty gospodarcze. Poniżej przedstawiono zestawienie powierzchni ogrzewanych przez system ciepłowniczy PEC Gniezno Sp. z o.o. z wyłączeniem kotłowni lokalnych¹.

Tabela 4 Dane techniczne ciepłowni nr C-14 oraz C-13

Oznaczenie kotłowni	Jen.	Ciepłownia nr C-14	Ciepłownia nr C-13
Adres kotłowni	[-]	ul. Marii Pawlikowskiej - Jasnorzewskiej	ul. Spichrzowa 18
Rok budowy kotłowni	[rok]	1990	1983
Liczba zainstalowanych kotłów	[szt.]	1	6
Typy kotłów	[-]	WR-10	WR-10M (3), WR-5, WLM-5, WR-25M
Lata zainstalowania	[rok]	1976	1976, 1968, 1981, 1974, 1969, 1978
Moce nominalne kotłów	[MWt]	11,63	75,595
Paliwo	[-]	węgiel kamienny	węgiel kamienny
Rodzaj instalacji oczyszczania spalin	[-]	układ odpylania oparty na filtrach workowych	układ odpylania oparty na filtrach workowych

Ciepłownia C-14

Ciepłownia C-14 zlokalizowana przy ul. Marii Pawlikowskiej - Jasnorzewskiej jest jednym ze źródeł ciepła miasta Gniezna pracująca na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej. Zadaniem ciepłowni jest wytwarzanie energii cieplnej dla potrzeb poszczególnych odbiorców w odpowiednich ilościach.

¹ Aktualizacja Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Gniezna na lata 2013-2028

Energia cieplna wytwarzana jest w kotle opalonym węglem kamiennym, spalany na ruszcie mechanicznym. Nośnikiem energii cieplnej z kotła jest woda uzdatniona o temperaturze 150/70 °C. Regulacja ilości dostarczanej energii cieplnej do sieci jest jakościowo-ilościowa, tzn. ilość wody gorącej w układzie sieci cieplnej (o parametrach 125/70 °C) jest zależna od zapotrzebowania odbiorców i regulowana automatyką węzłów, natomiast temperatura wody sieciowej zależy od temperatury zewnętrznej, wg tabeli regulacyjnej.

Ciepłownia C-13

Ciepłownia C-13 zlokalizowana jest przy ul. Spichrzowa 18 jest jednym ze źródeł ciepła miasta Gniezna pracująca na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej. Zadaniem ciepłowni jest wytwarzanie energii cieplnej dla potrzeb poszczególnych odbiorców w odpowiednich ilościach.

Energia cieplna wytwarzana jest w kotłach opalanych węglem kamiennym, spalany na rusztach mechanicznych. Nośnikiem energii cieplnej z kotła jest woda uzdatniona o temperaturze 150/70 °C. Regulacja ilości dostarczanej energii cieplnej do sieci jest jakościowo-ilościowa, tzn. ilość wody gorącej w układzie sieci cieplnej (o parametrach 125/70 °C) jest zależna od zapotrzebowania odbiorców i regulowana automatyką węzłów, natomiast temperatura wody sieciowej zależy od temperatury zewnętrznej, wg tabeli regulacyjnej.

Praca ciepłowni nadzorowana jest częściowo przez system zarządzający, a częściowo przez obsługę ciepłowni na podstawie wskazań szafy ogólnej i szaf kotłowych, oraz aparaturę AKP. Na ciepłowni zamontowanych jest sześć kotłów, jeden kocioł WR-25M, trzy kotły WR-10-M, jeden kocioł WR-5 i jeden WLM-5 o łącznej wydajności maksymalnej 75,595 MW. Wszystkie kotły wyposażone są w niezbędną aparaturę AKP i blokady wymagane przez UDT.

Ciepłownia C-13 jest w dobrym stanie technicznym, z 6 szt. kotłów zmodernizowano 4 szt.

Ciepłownia C-14wymaga przeprowadzenia działań remontowych kotła celem zapewnienia wieloletniej bezawaryjnej dostawy ciepła.

PEC na terenie miasta Gniezna eksploatuje następujące rodzaje sieci ciepłowniczych:

- Wysokoparametrową (tradycyjna kanałowa, preizolowane, napowietrzna),
- Niskoparametrową (tradycyjna kanałowa, preizolowane).

PEC Gniezno eksploatuje 378 węzłów cieplnych z czego 321 węzłów stanowi własność Przedsiębiorstwa. Pozostałe węzły są węzłami obcymi.

Struktura paliw pierwotnych zużywana do wytwarzania Ciepła systemowego²:

² <https://pec.gniezno.pl/przedmiot-dzialalnosci-podstawowe-informacje/>

- miał: 96,54 %,
- gaz: 3,46 %,

Emisja zanieczyszczeń:

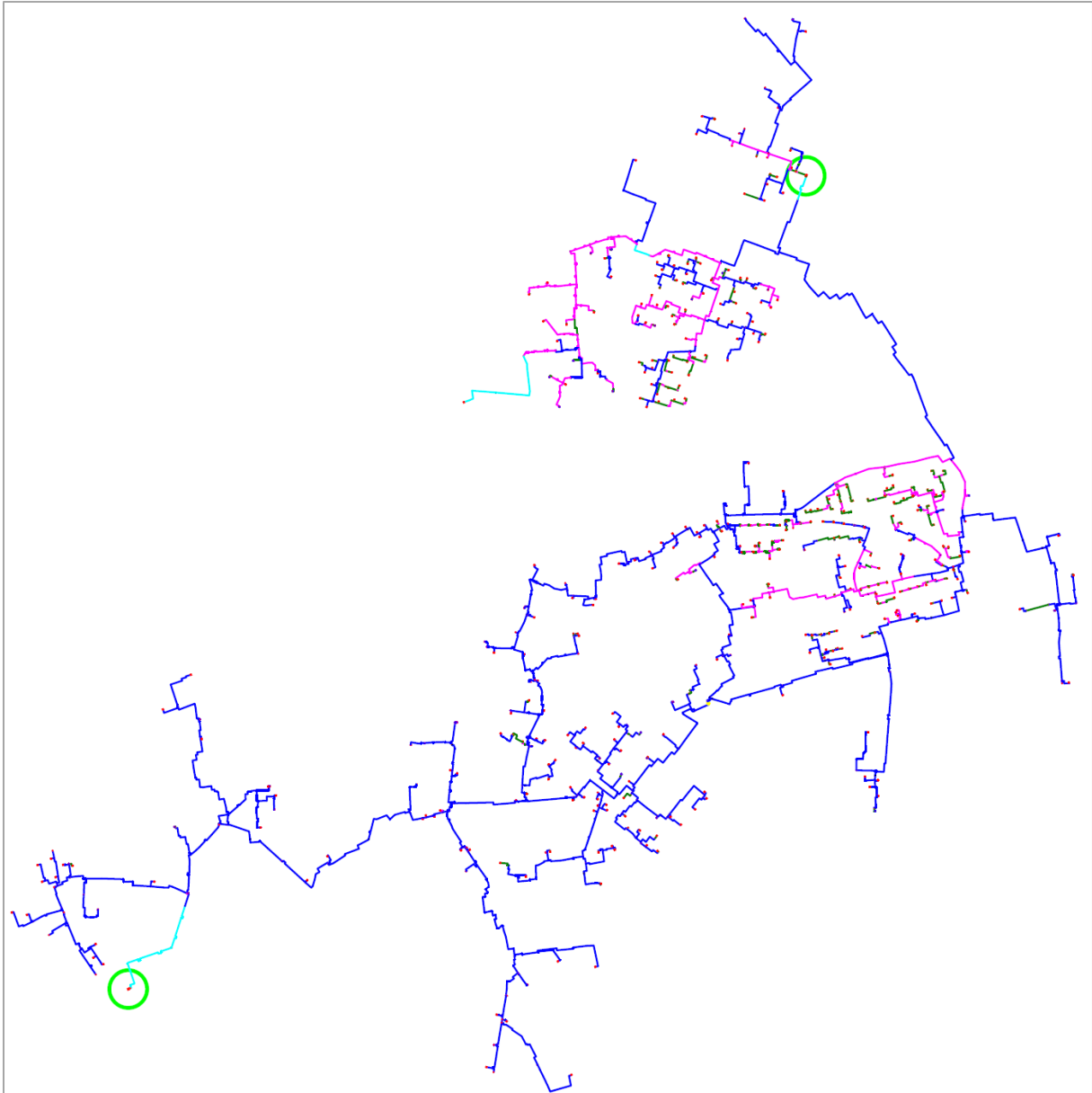
- dwutlenek węgla [CO₂]: 51 532,0 Mg,
- dwutlenek siarki [SO₂]: 150,2 Mg,
- tlenki azotów [NO_x]: 65,5 Mg,
- pyły: 2,9 Mg.

2.1.2 Sieć ciepłownicza

Główny system ciepłowniczy miasta Gniezno posiada sieć ciepłowniczą o łącznej długości ok. 51,95 km. Sieć ta jest siecią promieniowo-pierścieniową zasilaną z 2 niezależnych źródeł - ciepłowni węglowych (C-13 i C-14).

Ponadto w systemie ciepłowniczym istnieje stacja podnoszenia ciśnień, przy ul. Sobieskiego.

Stacja ta ma zainstalowane 3 pompy Wilo typ IL-e80/200-22/2 zamontowane na rurociągu powrotnym. Układ technologiczny SPC Sobieskiego umożliwia pracę rewersyjną (zmianę kierunku tłoczenia w zależności czy pracuje ciepłownia C-13, czy obie ciepłownie).



Rysunek 1 Schemat sieci ciepłowniczej wraz z zaznaczonymi źródłami ciepła

Największa średnica sieci ciepłowniczej wynosi DN 500 mm. Jest to odcinek napowietrznej magistrali wyjściowej ze źródła ciepła C14 o długości ok. 320 m (do komory K-69). Magistrala ciepłownicza w kierunku źródła C13 przebiega w kierunku północno-wschodnim. Jest to ciepłociąg o średnicy DN 200. W podstawowym układzie pracy sieci ciepłowniczej oba źródła tj. C-13 i C-14 działają na wspólną sieć.

W centralnej części systemu ciepłowniczego (centrum miasta) sieć ciepłownicza ma charakter pierścieniowy. Taka budowa sieci ciepłowniczej jest niewątpliwym atutem w przypadku wystąpienia awarii związanej z koniecznością wyłączenia z ruchu danego odcinka sieci ciepłowniczej lub jednego ze źródeł ciepła. Wiąże się to jednak zazwyczaj z większą długością sieci

w systemie ciepłowniczym niż w przypadku sieci promieniowej, zwiększając udział strat przesyłu ciepła.

Cała sieć ciepłownicza stanowiąca własność Przedsiębiorstwa w większości jest wykonana w technologii preizolowanej (około 73% całej sieci). W technologii kanałowej pozostało około 17% sieci. Jest to sieć podziemna z wyjątkiem fragmentów sieci tradycyjnej w budynkach co stanowi około 8% całości oraz około 760 m (2%) sieci napowietrznej.

Poniżej przedstawiono zbiorcze zestawienie średnic i długości sieci ciepłowniczych. Najmniejsza średnica trasy rozdzielczej wynosi DN 25, najmniejsza średnica sieci magistralnej wynosi DN 100.

Tabela 5 Zbiorcze zestawienie sieci ciepłowniczej

Zbiorcze zestawienie sieci wysokoparametrowych			
Średnica nominalna DN [mm]	Rodzaj trasy	Długość [m]	Pojemność [m³]
20	PREIZOLOWANA	19,0	0,01
25	PREIZOLOWANA	113,7	0,1
	TRADYCYJNA	199,6	0,3
32	PREIZOLOWANA	544,4	1,2
	TRADYCYJNA	260,1	0,6
40	PREIZOLOWANA	1411,0	4,1
	TRADYCYJNA	726,6	2,1
50	PREIZOLOWANA	2762,9	12,9
	TRADYCYJNA	1097,1	5,1
65	PREIZOLOWANA	4224,4	32,8
	TRADYCYJNA	2200,3	17,1
80	PREIZOLOWANA	3717,2	39,8
	TRADYCYJNA	1454,0	15,6
100	PREIZOLOWANA	4640,6	83,6
	TRADYCYJNA	1810,9	32,6
125	PREIZOLOWANA	3137,2	86,5
	TRADYCYJNA	1351,6	36,8
150	PREIZOLOWANA	5297,8	213,8
	TRADYCYJNA	1331,7	53,1
200	PREIZOLOWANA	6636,0	460,1
	TRADYCYJNA	956,0	64,0
250	PREIZOLOWANA	812,2	88,2
	TRADYCYJNA	574,0	61,1
300	PREIZOLOWANA	1425,9	219,0
	TRADYCYJNA	1639,0	246,9
350	PREIZOLOWANA	1385,0	258,0
	TRADYCYJNA	196,4	35,6
450	PREIZOLOWANA	235,0	72,9
	TRADYCYJNA	124,0	37,2
500	TRADYCYJNA	355,0	131,7
Razem		50 638,60	2 313,17

Nośnikiem ciepła w miejskiej sieci ciepłej jest woda o temperaturze 125°C/70°C przy równoczesnej pracy ciepłowni C-13 i C-14 na wspólną sieć lub 130°C/80°C przy pracy tylko ciepłownią C-13 na całą sieć. Regulacja systemu ciepłowniczego jest ilościowo-jakościowa tzn. polega na zmiennym przepływie czynnika grzewczego i zmiennych temperaturach regulowanych na podstawie „Tabeli regulacyjnej temperatury wody sieciowej”. Ciepło dostarczane jest do odbiorców na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej jak również potrzeb technologicznych.

Sieć ciepłownicza jest regulowana według wyznaczonych węzłów krytycznych. To w tych węzłach szczególnie istotny jest monitoring parametrów takich jak ciśnienia i temperatury.

Tabela 6 Węzły krytyczne od których regulowana jest sieć ciepłownicza miasta Gniezno

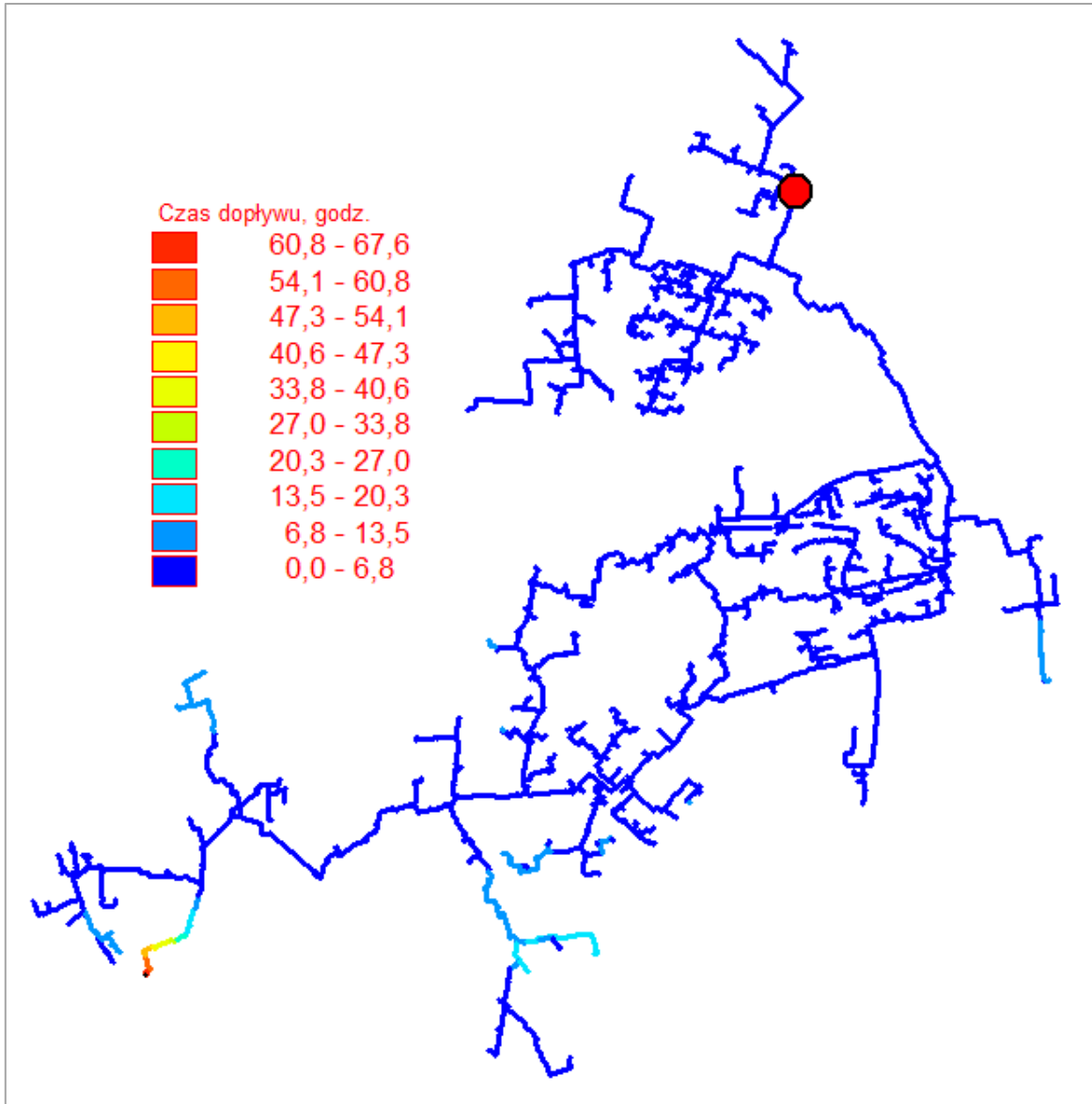
Źródło zasilania	Nr węzła	Adres	Czy jest obecnie w wizualizacji	Komunikacja
Zasilanie z ciepłowni C-13	W170	Ul. Słowackiego 11	Tak	Dwukierunkowa
	W309	Ul. Orzeszkowej 29E	Tak	Dwukierunkowa
	W374	Ul. Czarneckiego 7	Tak	Dwukierunkowa
	W390	Ul. Witkowska 26	Tak	Dwukierunkowa
	W397	Ul. Wrzesińska 30	Nie	Jednokierunkowa
Praca ciepłowni C-13 i C-14 na wspólną sieć	W170	Ul. Słowackiego 11	Tak	Dwukierunkowa
Zasilanie z ciepłowni C-14	W098	Ul. Wł. Łokietka 15	Tak	Jednokierunkowa
	W351	Ul. Fabryczna 7 (ZOM)	Tak	Dwukierunkowa
		Przepompownia sieciowa ul. Sobieskiego	Tak	Dwukierunkowa

2.1.3 Prowadzenie sieci ciepłowniczej

System ciepłowniczy Gniezna może być zasilany w okresie grzewczym z obu źródeł ciepła (C-13 i C-14) pracujących na wspólną sieć lub tylko ze źródła C-13. W przypadku pracy w okresie grzewczym tylko źródła C-13 uruchamiana jest SPC Sobieskiego. Może ona być sterowana lokalnie lub zdalnie przez operatora ciepłowni C-13 z wykorzystaniem istniejącego systemu TelWin.

Natomiast w okresie lata zapotrzebowanie na dostawę ciepła realizowane jest w pierwszej kolejności przez źródło C-14. W przypadku awarii tej ciepłowni zasilanie zapewnia ciepłownia C-13.

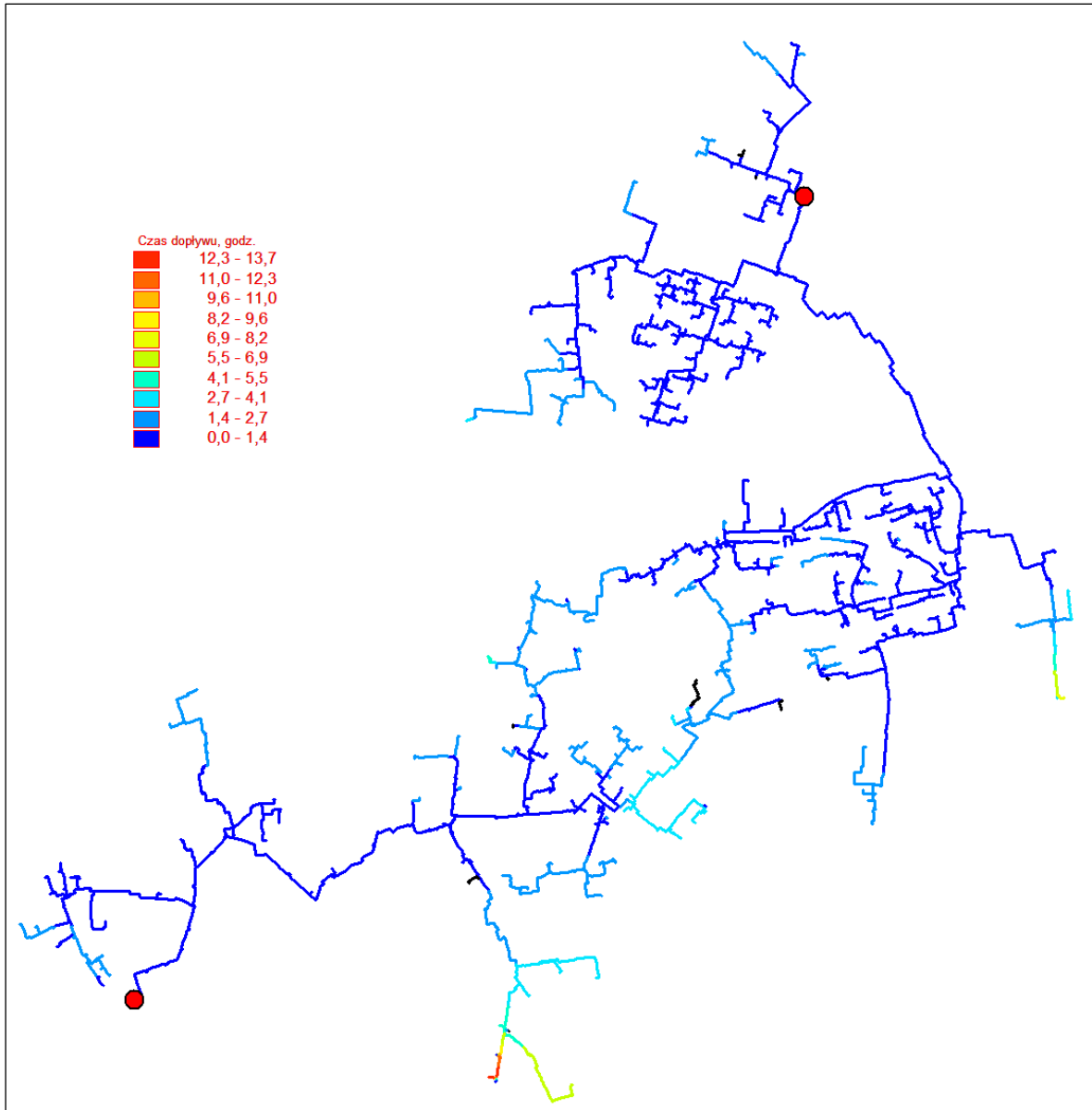
Podczas prowadzenia sieci ciepłowniczej w Gnieźnie stosuje się regulację mieszaną jakościowo-ilościową. Regulacja jakościowa to utrzymywanie na wyjściu ze źródła temperatury stosownej do panującej temperatury zewnętrznej zgodnie z prognozowanym zapotrzebowaniem (tabelą regulacyjną) i ciśnienia do (1MPa). Wielkość przepływu nośnika na sieci jest zmienna i wynika z aktualnego zapotrzebowania odbiorców na ciepło wynikającego z pracy regulatorów pogodowych c.o. i stałotemperaturowych c.w.u. w węzłach z uwzględnieniem przesunięcia czasowego między wyjściem nośnika ze źródła, a jego dotarciem do odbiorcy. Taki sposób prowadzenia sieci nie jest optymalny w zakresie efektywności energetycznej, ponieważ opiera się w dużej mierze nie na rzeczywistych parametrach węzłów cieplnych oraz rzeczywistym zapotrzebowaniu sieci w danym okresie, a na przewidywaniu zapotrzebowania co skutkuje utrzymywaniem nadmiernych (zawyżonych) parametrów w sieci ciepłowniczej. W okresie letnim obieg wody w sieci może trwać ok. 60 godzin przy założeniu, że cała sieć zasilana jest z ciepłowni C-13, w sezonie grzewczym 3 - 13 godzin – w zależności od warunków atmosferycznych i konfiguracji sieci.



Rysunek 2 Mapa czasu dopływu wody sieciowej do węzłów w okresie letnim³

Ciemniejsze odcinki następujące po jaśniejszych to przyłącza z węzłami jednofunkcyjnymi na CWU lub brak odbioru w danym miejscu sieci (zamknięta sieć). Najdłuższy czas dopływu wody sieciowej w lecie jest do węzła cieplnego W-353 w okolicy ciepłowni C-14 i wynika z dużych średnic przyłącza sieci do C-14 (DN 500 i DN 350).

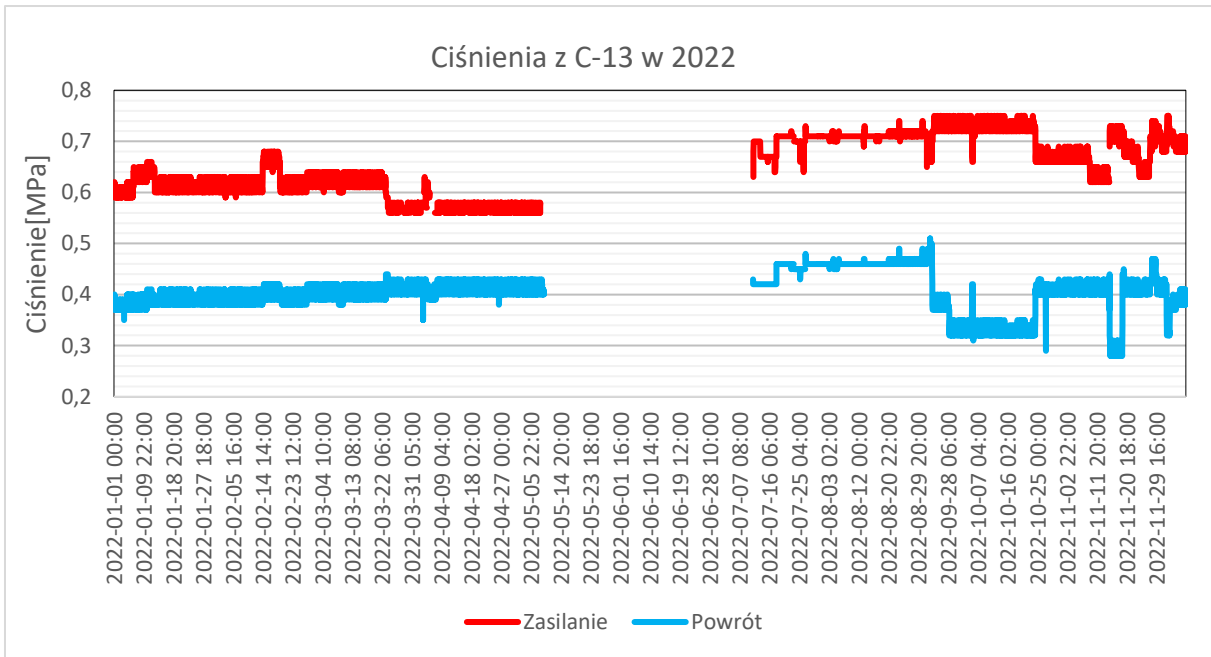
³ Grafika jest wygenerowana w programie AUDYTOR SCW jako wyniki analizy hydraulicznej systemu ciepłowniczego Gniezna przeprowadzonej w ramach audytu ex ante sieci ciepłowniczej PEC Gniezno.



Rysunek 3 Mapa czasu dopływu wody sieciowej do węzłów przy temperaturze zewnętrznej -8°C ⁴

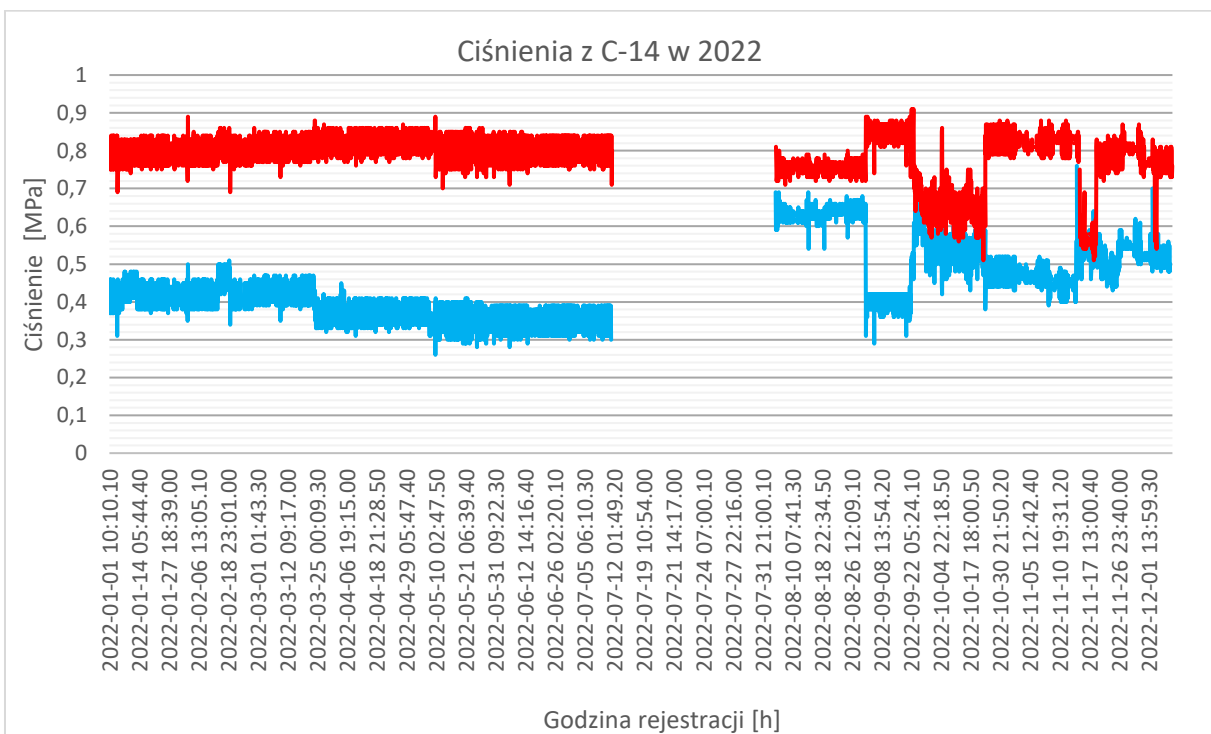
W okresie zimowym, przy pracujących obu ciepłowniach, najdłuższy czas dopływu jest do rejonu ul. Wrzesińskiej i ul. Fabrycznej (węzeł Fabryczna 7).

⁴ Grafika jest wygenerowana w programie AUDYTOR SCW jako wyniki analizy hydraulicznej systemu ciepłowniczego Gniezna przeprowadzonej w ramach audytu ex ante sieci ciepłowniczej PEC Gniezno.



Wykres 1 Ciśnienia z ciepłowni C-13⁵

Wykres obejmuje okres od 01.01.2022 do 08.12.2022



Wykres 2 Ciśnienia z ciepłowni C-14⁶

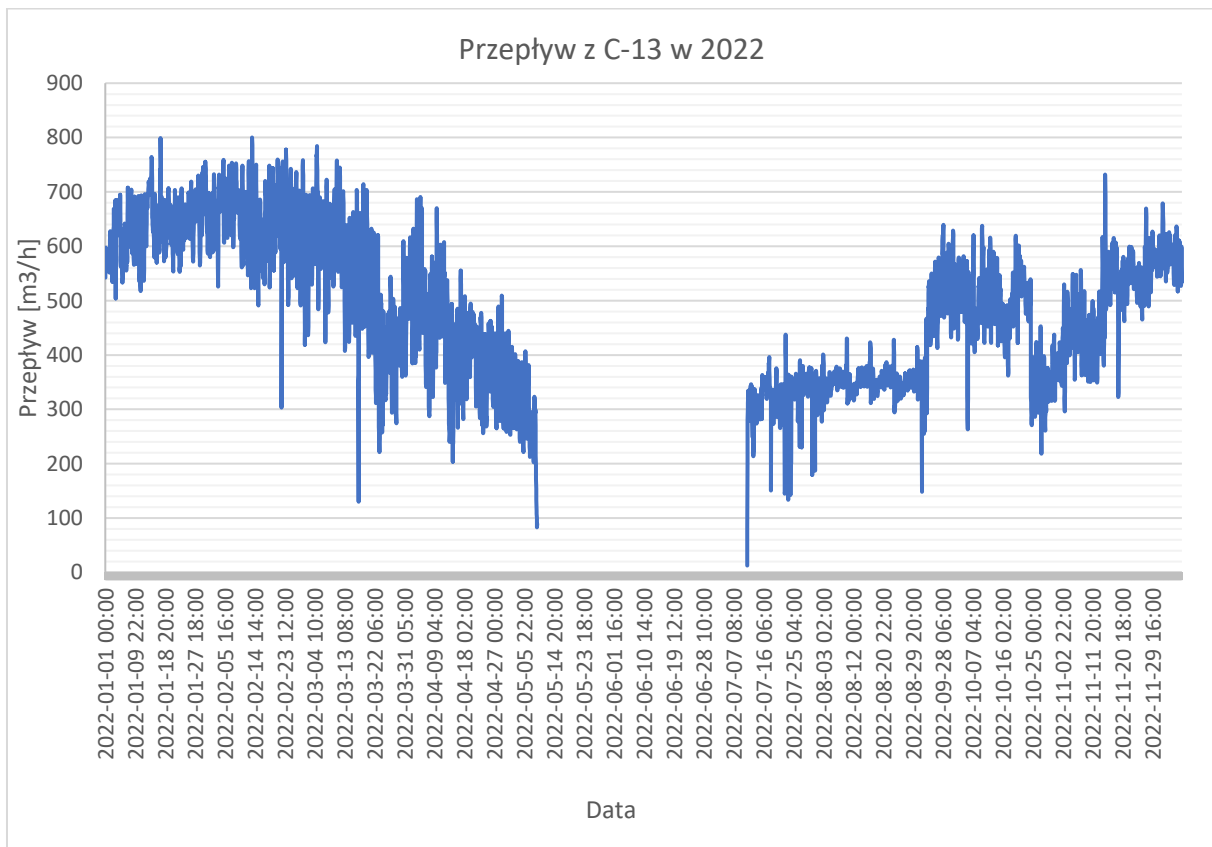
⁵ Opracowanie własne na podstawie danych przekazanych przez PEC Gniezno.

⁶ Opracowanie własne na podstawie danych przekazanych przez PEC Gniezno.

W całym badanym okresie ciśnienie zasilania na wyjściu ze źródła ciepła C-13 ciśnienie zmieniało się w zakresie od około 0,56 MPa do 0,75 MPa. Ciśnienie powrotu wykazywało zmienność w zakresie od około 0,28 MPa 0,51 MPa. W okresie od 09.05 do 11.07 ciepłownia nie pracowała.

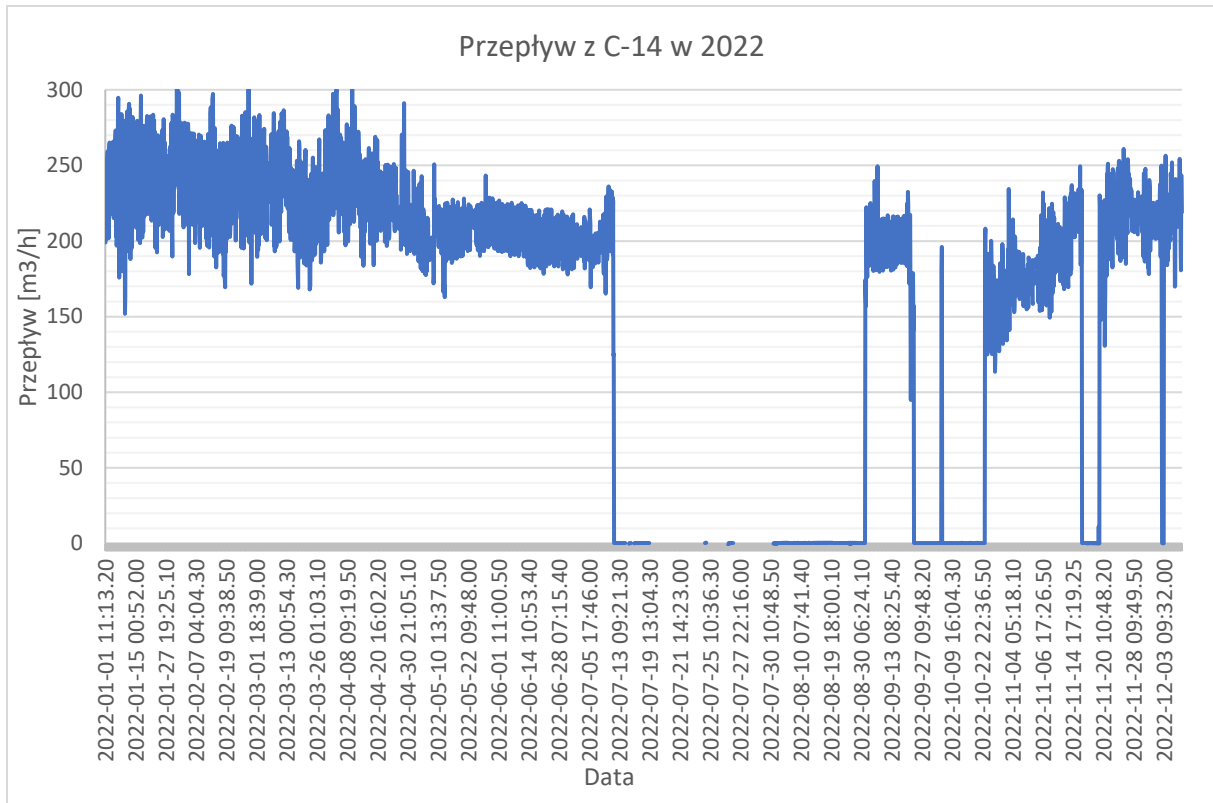
Ciśnienie zasilania z C-14 zmieniało się w zakresie od około 0,51 MPa do 0,91 MPa, powrotu od 0,26 MPa do 0,76 MPa. Wartości ciśnienia zależały od wielkości przepływu z ciepłowni oraz od konfiguracji sieci, tj. czy pracowały oba źródła ciepła czy jedno. Dodatkową zmienną wpływającą na wysokość ciśnień ze źródeł ciepła jest prowadzenie sieci przez obsługę na podstawie ciśnień z węzłów krytycznych znajdujących się w systemie.

Na uwagę zasługuje również kwestia akwizycji danych dotyczących konfiguracji zaworów sieciowych, gdyż obecnie nie archiwizuje się takich danych. Nie pozwala to w prosty sposób sprawdzić i powrócić do układu sieci z konkretnego dnia w celu porównania rzeczywistych parametrów pracy w poszczególnych konfiguracjach i wybraniu najlepszej pod względem energetycznym. Z otrzymanych informacji wynika jednak, że sieć ciepłownicza pracuje z otwartymi wszystkimi zaworami sekcijnymi, tj. pierścienie pozostają otwarte.



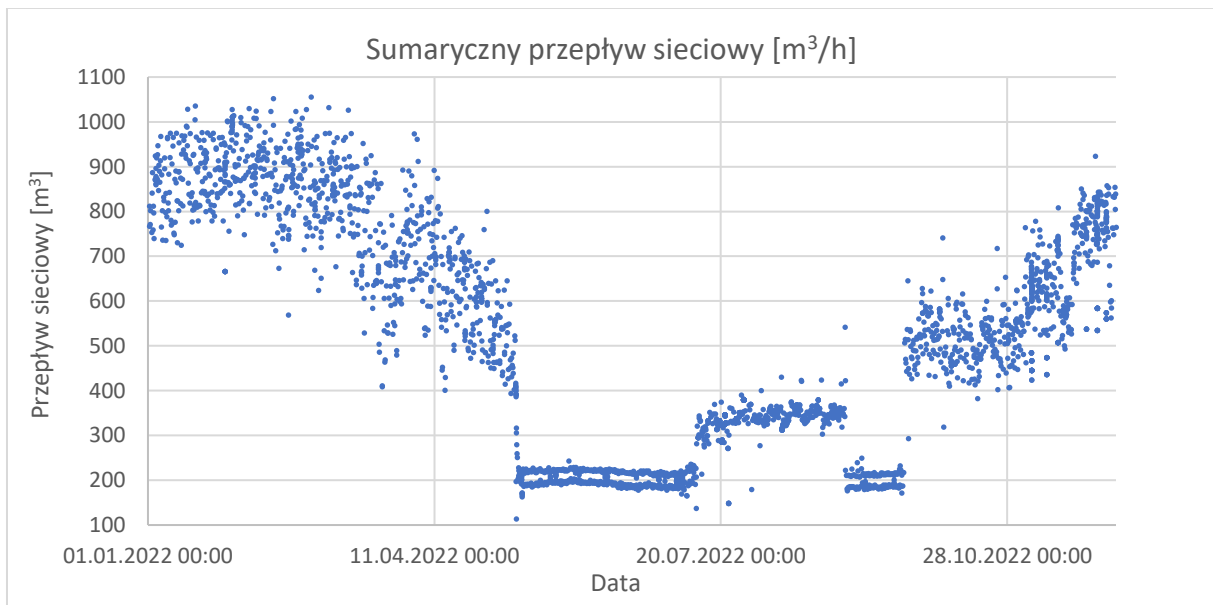
Wykres 3 Przepływ z C13 w sieci ciepłowniczej w 2022 r.⁷

⁷ Opracowanie własne na podstawie danych przekazanych przez PEC Gniezno.



Wykres 4 Przepływ z C-14 w sieci ciepłowniczej w 2022 r.⁸

Jak widać wykres pracy ciepłowni C-13 nie wykazuje przestoju w okresie grzewczym. Wynika to z faktu, że jest to podstawowe źródło ciepła. Z kolei źródło C-14 w okresie letnim pracuje jako podstawowe, dodatkowe przestoje wynikają z awaryjnych wyłączeń kotła.

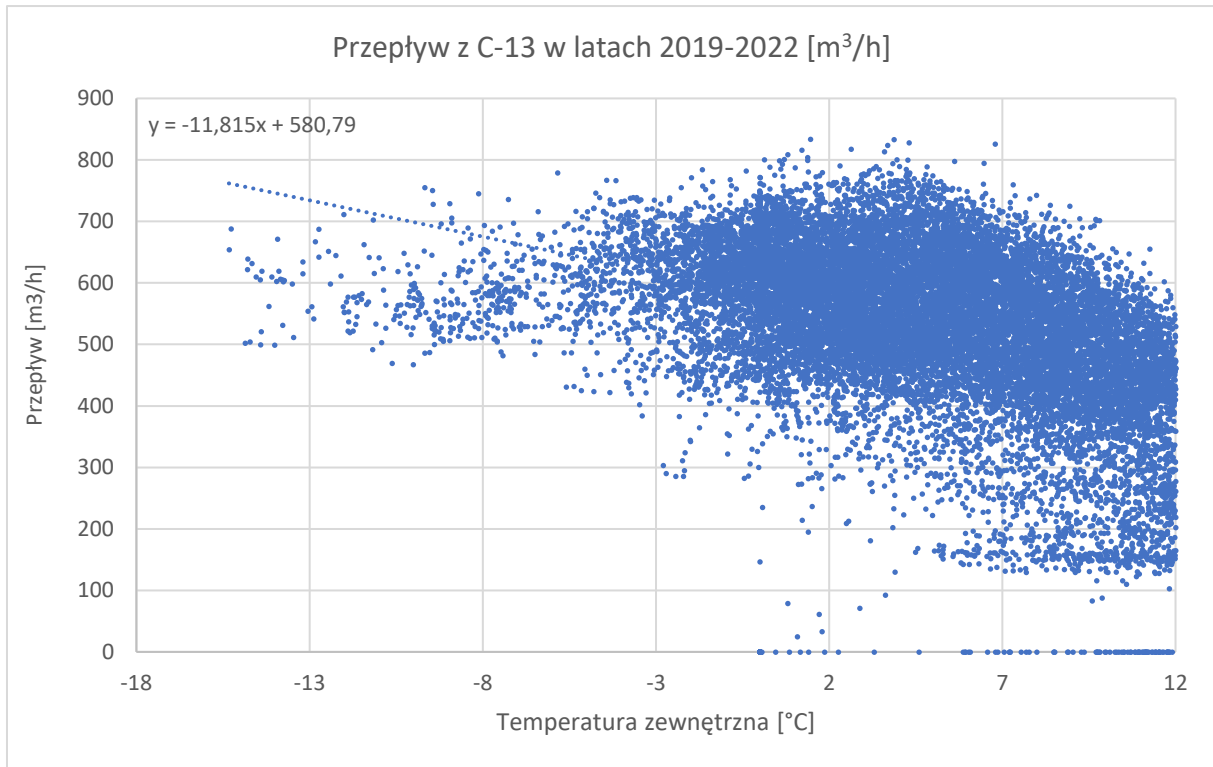


Wykres 5 Sumaryczny przepływ sieciowy

⁸ Opracowanie własne na podstawie danych przekazanych przez PEC Gniezno.

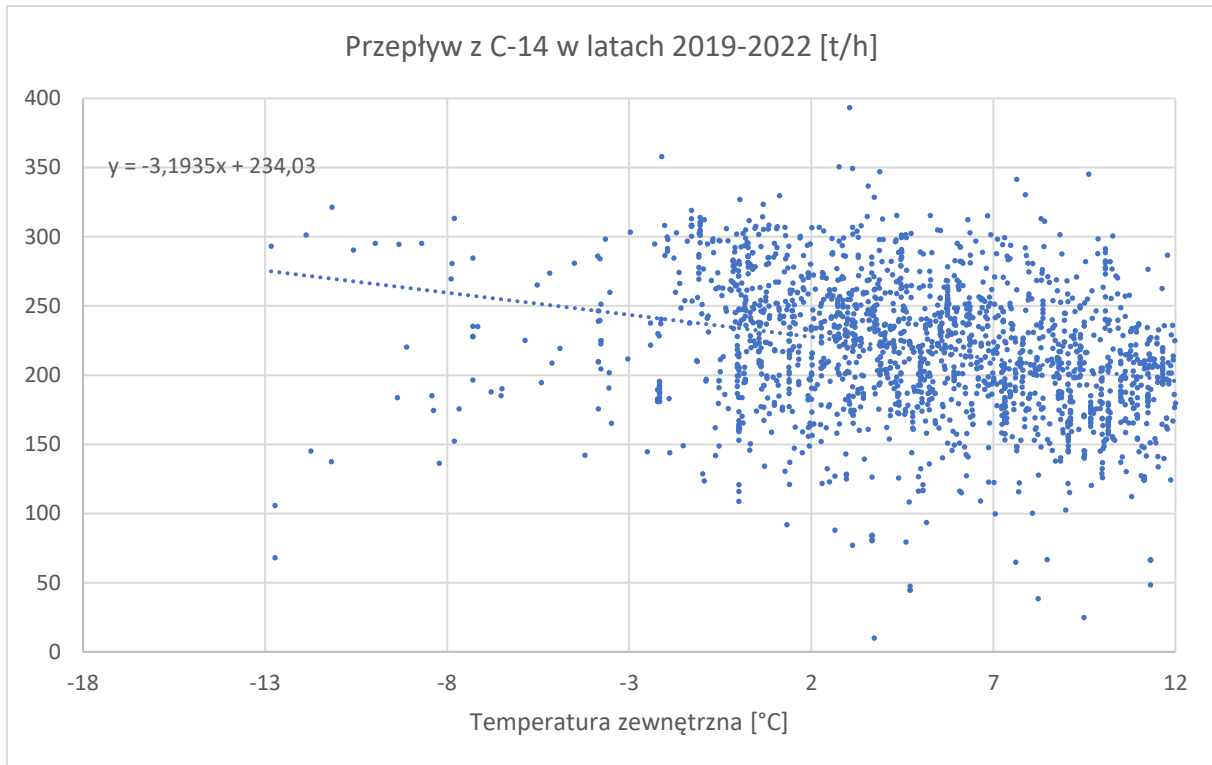
W miesiącach zimowych przepływ czynnika grzewczego w sieci ciepłowniczej osiąga sumarycznie około 900 [t/h], przekraczając tą wielkość w krótkich okresach czasu związanych z występowaniem najniższych temperatur zewnętrznych.

Dla każdej z ciepłowni oszacowano maksymalny przepływ sieciowy przy temperaturze obliczeniowej systemu -18 °C



Wykres 6 Przepływ z C-13

W ciepłowni C-13, dla $t_z = -18$ °C przepływ sieciowy wyniósł $Q = 793,46$ m³/h



Wykres 7 Przepływ z C-14

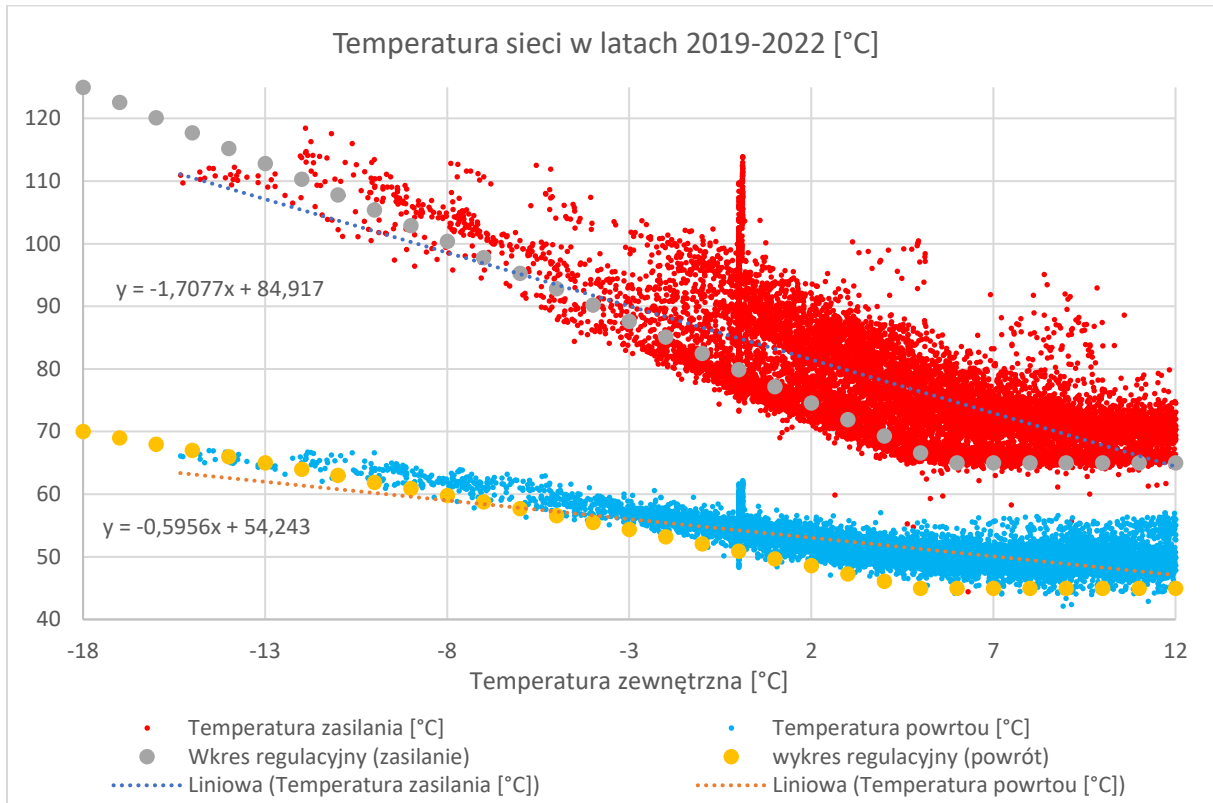
W ciepłowni C-14 dla $t_z = -18$ °C przepływ sieciowy wyniósł $Q = 291,513$ m³/h

2.1.4 Straty ciepła w sieci ciepłowniczej

Straty sieciowe w roku 2021 wyniosły 75 127 GJ, co w odniesieniu do długości sieci daje wynik na poziomie 1 483,59 GJ/km. Stanowi to 15,97% ciepła dostarczonego do sieci.

Z uwagi na fakt, że udział sieci preizolowanej w systemie wynosi 72% należy uznać poziom rocznych strat za przeciętny. Elementami, które uzasadniają poziom strat jest wysoki stosunek mocy zamówionej do długości sieci ciepłowniczej (wskaźnik mocy zamówionej w proporcji do długości sieci ciepłowniczej wynosi 1,6 MW mocy zamówionej na 1 km długości sieci ciepłowniczej), a także niezły wskaźnik sprzedaży ciepła odniesiony do długości sieci, który wynosi 9 284,9 [GJ/km]. Dodatkowo ważnym aspektem wpływającym negatywnie na poziom strat ciepła jest konieczność utrzymywania wysokiej temperatury zasilania ze względu na niewielką tj. DN 200 średnicę części magistral przechodzących przez miasto, ograniczając tym samym możliwość zasilania sieci tylko z jednej ciepłowni lub znacząco ograniczając czy wręcz uniemożliwiając obniżenie temperatury zasilania (obniżenie krzywej grzewczej).

Niewątpliwie głównym czynnikiem decydującym o poziomie strat ciepła przy posiadanej infrastrukturze jest temperatura w sieci ciepłowniczej. Na poniższym wykresie przedstawiono rzeczywistą realizację temperatury zasilania i powrotu w funkcji temperatury zewnętrznej dla roku 2021.



Wykres 8 Realizacja temperatur zasilania i powrotu w roku 2021

Wyznaczono linie trendów dla temperatur w sieci ciepłowniczej o równaniach:

$$\text{Zasilania } y = -1,7077x + 84,917$$

$$\text{Powrotu } y = -0,5956x + 54,243$$

W zależności od aktualnej konfiguracji pracującej sieci stosuje się jedną z dwóch krzywych grzewczych (125/70°C przy pracy obu ciepłowni lub 130/80°C przy pracy tylko C-13). Jednakże obsługa na podstawie parametrów w 7-miu węzłach krytycznych dostosowuje parametry wyjściowe z tych źródeł w celu poprawienia sytuacji hydraulicznej w sieci. Na powyższym wykresie przedstawiono rzeczywiste temperatury zasilania i powrotu (na podstawie danych z lat 2019-2022) oraz podstawową krzywą grzewczą (125/70°C). Rzeczywiste wykonanie temperatur zasilania i powrotu zbliża się do krzywej grzewczej dopiero poniżej temperatury zewnętrznej -10°C, natomiast powyżej tej temperatury zewnętrznej rzeczywiste temperatury czynnika grzewczego są wyższe od przewidzianych w tabeli regulacyjnej. Przy czym temperatury zasilania w większym stopniu przekraczają wykres regulacyjny niż temperatury powrotu. Wynika

to z konieczności zapewnienia minimalnych ciśnień dyspozycyjnych we wszystkich węzłach ciepłych przy rzeczywistych średnicach rurociągów. Co prawda w centrum miasta istnieje kilka pierścieni umożliwiających zasilanie odbiorców z różnych kierunków. Są to jednak pierścienie o stosunkowo niedużych średnicach (w większości DN 200 i DN 150).

Zawyżanie temperatur w sieci ciepłowniczej powoduje zwiększone straty ciepła.

Stosunkowo płaski charakter wykresu na powrocie świadczy o dobrych schłodzeniach przy niższych temperaturach zewnętrznych. Widać również, że schłodzenie spada w wyższych temperaturach zewnętrznych (powyżej 7°C). Może to być spowodowane zbyt wysokimi temperaturami zasilania oraz niskimi schłodzeniami w wymiennikach ciepłej wody użytkowej.

Dodatkowo należy zwrócić uwagę na fakt, że schłodzenia czynnika grzewczego są różne w poszczególnych węzłach. W poniższej tabeli przedstawiono rzeczywiste schłodzenia dla temperatur odnotowanych w grudniu 2021 r. w kilku przykładowych węzłach ciepłych.

Tabela 7 Zestawienie schłodzeń dla temperatur zewnętrznych z roku 2021.

		Temperatura zewnętrzna [°C]			
		10	5	0	-5
Schłodzenie w węźle [°C]	Fabryczna 7	11,5	10,8	18,6	19,3
	Laubitz	14,3	22,8	26,1	25,4
	Orzeszkowej 27E	24,3	28,5	25,1	35,6

2.1.5 Węzły ciepłe

Sieć ciepłownicza dostarcza ciepło do **378** indywidualnych węzłów ciepłych (321 nich jest własnością przedsiębiorstwa, 57 szt. to własność klientów indywidualnych tzw. węzły obce).

Dla urządzeń znajdujących się w węzłach ciepłych przeprowadzono analizę pod kątem możliwości wdrożenia systemu pozwalającego na digitalizację sieci ciepłowniczej. Pod uwagę brano możliwości komunikacyjne urządzeń (dostęp do ich rejestrów w celu zdalnego odczytu), stan techniczny urządzeń oraz czy urządzenia są aktualne względem standardów aparatury używanej w ciepłownictwie.

2.1.6 Regulatory pogodowe

Węzły ciepłownicze standardowo wyposażone są w elektroniczne regulatory pracy węzła, zadaniem których jest dopasowanie temperatury czynnika grzewczego do temperatury zewnętrznej (względem nastawionej krzywej grzewczej) i w odpowiedzi na indywidualne potrzeby budynków.

Regulatory dwufunkcyjne oprócz regulacji pogodowej umożliwiają regulację temperatury obiegu ciepłej wody użytkowej. Węzły ciepłownicze PEC Gniezno wyposażone są w następujące regulatory pogodowe:

Tabela 8 Regulatory pogodowe znajdujące się w węzłach ciepłych PEC Gniezno

Lp.	Typ regulatora	Producent	Ilość	Komunikacja
1.	AVTB	Danfoss	1	Brak
2.	ECL Comfort 310	Danfoss	60	RS 485, M-Bus, Ethernet
3.	ECL Comfort 310 + A266	Danfoss	3	+klucz aplikacji
4.	Eurotermostat	Danfoss	1	brak
5.	RVD 115/109	Siemens	11	Brak
6.	RVD 125	Siemens	6	RS 485
7.	RVD 130	Siemens	52	Brak
8.	RVD 135/109	Siemens	2	Brak
9.	RVD 140	Siemens	5	RS 485
10.	RVD 140 C	Siemens	5	RS 485
11.	RVD 145	Siemens	4	RS 485
12.	RVD 145/109	Siemens	5	RS 485
13.	RVD 145/109-A	Siemens	13	RS 485
14.	RVD 230	Siemens	34	M-Bus
15.	RVD 235	Siemens	1	M-Bus
16.	RVD 240	Siemens	18	M-Bus
17.	RVD 240 oraz RVA 46.531	Siemens	2	M-Bus
18.	RVD 265/109	Siemens	2	M-Bus
19.	RVD 255/109	Siemens	1	M-Bus
20.	RVL 55	LANDIS	12	Brak
21.	TROVIS 5573	Samson	83	M-Bus, RS 485
22.	TROVIS 5578	Samson	1	M-Bus, RS 485

Regulatory zaznaczone na zielono spełniają wymagania komunikacyjne, tzn. wykorzystują protokół Modbus RTU, co umożliwia pełne dwukierunkowe zarządzanie.

Zgodnie z powyższą tabelą (**Tabela 8**) nie wszystkie regulatory posiadają moduły komunikacyjne umożliwiające zdalny odczyt nastaw oraz ewentualną zmianę parametrów pracy urządzeń.

Wszystkie węzły będące własnością Przedsiębiorstwa posiadają regulatory pogodowe. W większości węzłów ciepłych wyposażone są one w interfejsy komunikacyjne, dzięki którym możliwy jest odczyt, bądź zmiana poszczególnych rejestrów pamięci danego regulatora przez zewnętrzne urządzenie obsługujące protokoły komunikacyjne zaimplementowane w regulatorach. Regulatory Siemens RVD-115/109, Siemens RVD-130, Siemens RVD-135/109, Danfoss AVTB i LANDIS RVL 55 nie posiadają złącza komunikacyjnego pozwalającego na odczyt i zmianę ich parametrów. Dodatkowo regulatory LANDIS RVL 55 obecnie nie są już produkowane.

1.3.4 Komunikacja

Regulatory RVD110 / RVD130 przeznaczone są do pracy autonomicznej. Nie ma możliwości podłączenia do magistrali.

Rysunek 4 Fragment dokumentacji SIEMENS RVD110 / RVD130

Brak modułu komunikacyjnego **nie pozwala** na włączenie węzła do systemu digitalizującego sieć. Zdalne zadanie nastaw jest niemożliwe w takim przypadku, dlatego konieczna jest wymiana tych modeli regulatorów, na urządzenia z modułem komunikacyjnym na etapie modernizacji wyposażenia węzłów ciepłych PEC Gniezno realizowanych w ramach programu digitalizacja sieci.

Tabela 9 Ilość regulatorów pogodowych w węzłach własnych PEC Gniezno posiadających i ich możliwości komunikacji.

Komunikacja	Ilość regulatorów
Dwukierunkowa	185
Jednokierunkowa	56
Brak komunikacji	79

W zestawieniu nie uwzględniono regulatorów w węzłach obcych. W przypadku węzłów obcych system telemetryczny realizuje jedynie odczyt stanu licznika ciepła i wodomierza.

2.1.7 Przetworniki ciśnienia

Przetworniki ciśnienia zainstalowano jedynie w 21 węzłach ciepłych, które obecnie znajdują się w systemach wizualizacji. Tak niewielka liczba znacząco nie pozwala na dokładną obserwację ciśnień w sieci.

Operatorzy ciepłowni C-13 mają podgląd na wskazanie przetworników ciśnienia w węzłach dostępnych w systemie TelWin i wg ich wskazań zadają parametry pracy pomp obiegowych w źródłach ciepła i parametry w SPC Sobieskiego.

Przetworniki ciśnienia są bardzo ważnym elementem wyposażenia sieci ciepłowniczej. Umożliwiają one monitorowanie pracy układów pompowych, przekazując informacje o aktualnym rozkładzie ciśnień w sieci. Dodatkowo nagły spadek ciśnienia może sugerować np. wyciek z ciepłociągu.

Informacja o ciśnieniach w sieci jest bardzo istotna z punktu widzenia optymalnego prowadzenia pracy systemu ciepłowniczego. Docelowym stanem pożądanym jest wyposażenie w przetworniki ciśnienia wszystkich węzłów krytycznych i automatyczne prowadzenie wg ich wskazań pracy pomp obiegowych, tak aby w każdym węźle ciepłym zapewnić co najmniej minimalne ciśnienie dyspozycyjne (proponowana wielkość to 50 [kPa]).

Efektywne automatyczne sterowanie pracą pomp obiegowych wymaga zainstalowania przetworników ciśnienia w dodatkowych 19 węzłach ciepłych.

2.1.8 Liczniki ciepła

Przedsiębiorstwo do pomiaru zużycia ciepła przez swoich Klientów wykorzystuje ciepłomierze różnych producentów. Najczęściej występujący model to ULTRAHEAT T550, stanowią one ponad jedną trzecią (36,2%) liczników ciepła w systemie ciepłowniczym PEC Gniezno.

Tabela 10 Ciepłomierze zainstalowane w węzłach ciepłych PEC Gniezno

Lp.	Typ licznika	Ilość	Możliwości komunikacji
1.	Brak danych	14	GMS
2.	EWZ 350	4	b.d.
3.	ENERGY - INT (5)	15	Możliwość: M-Bus
4.	Multical 403	1	Możliwość: M-Bus
5.	LANDIS GYR UH-50	4	Ma możliwość instalacji dwóch modułów
6.	APATOR SA RT T94 235	1	M-Bus, RS485, LonWorks
7.	Multical RTP 9630	3	
8.	Multical 401	1	Możliwość: M-Bus, RS232, radio, impulsowe
9.	Multical 601	18	Dużo możliwości
10.	Multical 602	3	Dużo możliwości modułów
11.	Multical 66C	28	M-Bus, Radio, LonWorks
12.	Multical III	1	RS232
13.	PolluStat E	32	Minibus(standard) Możliwości: M-Bus, LonWorks, impulsowe
14.	POLLUSTAT	1	M-Bus, Wireless M-Bus
15.	PolluStat E2	40	
16.	SANTECH UH-50	7	Zainstalowano M-Bus
17.	SHARKY 773	9	M-Bus (inf optyczny) Możliwości: radio, RS232, M-Bus
18.	SHARKY 775	42	Możliwości: M-Bus, RS232, RS485, radio, impulsowe
19.	SIEMENS 2WR5	94	Możliwość: M-Bus, CL
20.	Siemens UH-50	2	Możliwości: M-Bus, RS485, GSM, CL
21.	ULTRAHEAT T550 (UH-50)	241	
22.	Siemens PT500	11	
23.	Vortex-8800D	1	
24.	WSC1-3,0	1	
25.	WSD2C-0,75 K5	6	
26.	WSD2C-1,50 K5	5	
27.	WSD4-3,0	3	
28.	WSD4-3,00 K5	3	
29.	WSD4-3,00 S5	1	
30.	WSD4-4,5	1	
31.	WSD4-4,5 S5	2	
32.	WSD4-4,50 K5	1	
33.	WSD5-6,0	22	
34.	WSD5-6,00 F5	5	Możliwość: M-Bus
35.	WSD5-6,00 S5	6	
36.	WSD6-12,0	16	
37.	WSD6-12,0 F5	13	
38.	WSD7-15,0	2	
39.	WSD7-15,0 F5	3	
40.	WSD7-25,0	2	
41.	WSD7-25,0 F5	1	

Brak danych o liczniku ciepła występuje w przypadku 14 węzłów obcych, gdzie ciepłomierze zostały zainstalowane po stronie właścicieli obiektu.

Kolorem pomarańczowym zaznaczono liczniki ciepła, które zostały wycofane z produkcji oraz sprzedaży. Uniemożliwia to dokupienie do nich nowych modułów komunikacyjnych.

Liczba liczników ciepła, z którymi nie jest możliwa komunikacja i konieczna jest ich wymiana w PEC Gniezno wynosi: 113.

2.1.9 Wodomierze

Wodomierze zamontowano w węzłach ciepłowniczych w celu rozliczania klientów za zużytą wodę do uzupełnienia instalacji.

Niewiele, nie więcej niż 10% wodomierzy posiada nakładki z wyjściem impulsowym. Wodomierze z nadajnikami impulsów są fizycznie podłączone do ciepłomierzy (do modułu radiowego wejście A- dla wodomierza uzupełnienia zładu i wejście B dla wodomierza zimnej wody). Dzięki temu, na ekranie licznika ciepła istnieje możliwość odczytu stanu wodomierza, pozyskując także w ten sposób do bazy danych niezbędne dane o stanie wodomierzy.

Takie rozwiązanie jest korzystne z punktu widzenia wykorzystania już gotowych możliwości technicznych ciepłomierza, bez konieczności zakupu dodatkowych urządzeń. Z drugiej strony wadą takiego rozwiązania jest to, że na linii pomiędzy wodomierzem, a licznikiem ciepła przesyłane są stany w postaci zwarcia i rozwarcia, które następnie są zliczane. Podczas zliczania impulsów przez układ zliczający licznika ciepła mogą pojawić się błędy wynikające z zakłóceń sygnałów bądź niewłaściwie dobranej impulsacji nakładki impulsowej do wodomierza. Z czasem może również pojawić się przesunięcie wskazań stanu wodomierza odczytanego z licznika ciepła względem rzeczywistego stanu odczytanego z wodomierza.

Odczyt pomiaru wodomierza z wykorzystaniem wyjścia impulsowego charakteryzuje się niską dokładnością pomiaru, szczególnie przy niewielkich wartościach. Przy małej ilości impulsów „zagubienie” sygnału lub wystąpienie rozbieżności w zliczaniu impulsów wprowadza dużo większe błędy pomiarowe. Taka sytuacja ma miejsce w wodomierzach przedsiębiorstwa PEC Gniezno – ze względu na małe ilości wody pobranej do uzupełnienia zładu, odczyty z nakładek z wyjściem impulsowym są przekłamane.

Stan obecny wodomierzy nie pozwala na umieszczenie ich w systemie digitalizującym sieć ciepłowniczą. Nie stanowią one kluczowej roli w systemie, dlatego możliwe jest wdrożenie systemu z pominięciem tego elementu. Jest to jednak rozwiązanie niezalecane – pomiar z wodomierzy może pomóc w wykrywaniu wycieków z instalacji. Dodatkowo możliwość zdalnego odczytu danych znacząco usprawni proces rozliczeń z klientami.

2.1.10 Uzupelnianie wody w instalacji

Jedynie w pięciu węzłach zainstalowano automatyczne uzupełnianie wody. Jako automat uzupełniający użyto zaworów napełniania instalacji SYR 2128. Są one przeznaczone do bezobsługowego wykonywania napełniania instalacji grzewczych. Zawory te posiadają reduktory ciśnienia, które podtrzymują właściwe ciśnienie napełnianej instalacji. Dodatkowo, zawory zwrotne przeciwdziałają przepływowi zwrotnemu z instalacji grzewczej do obwodu wody napełniającej.

Dwanaście węzłów posiadało stabilizację z układem pompowym, ale w trzech z nich została ona wyłączona i zamieniona na zawory do automatycznego uzupełniania.

Tabela 11 Lista węzłów posiadających układy uzupełniania wody w instalacji

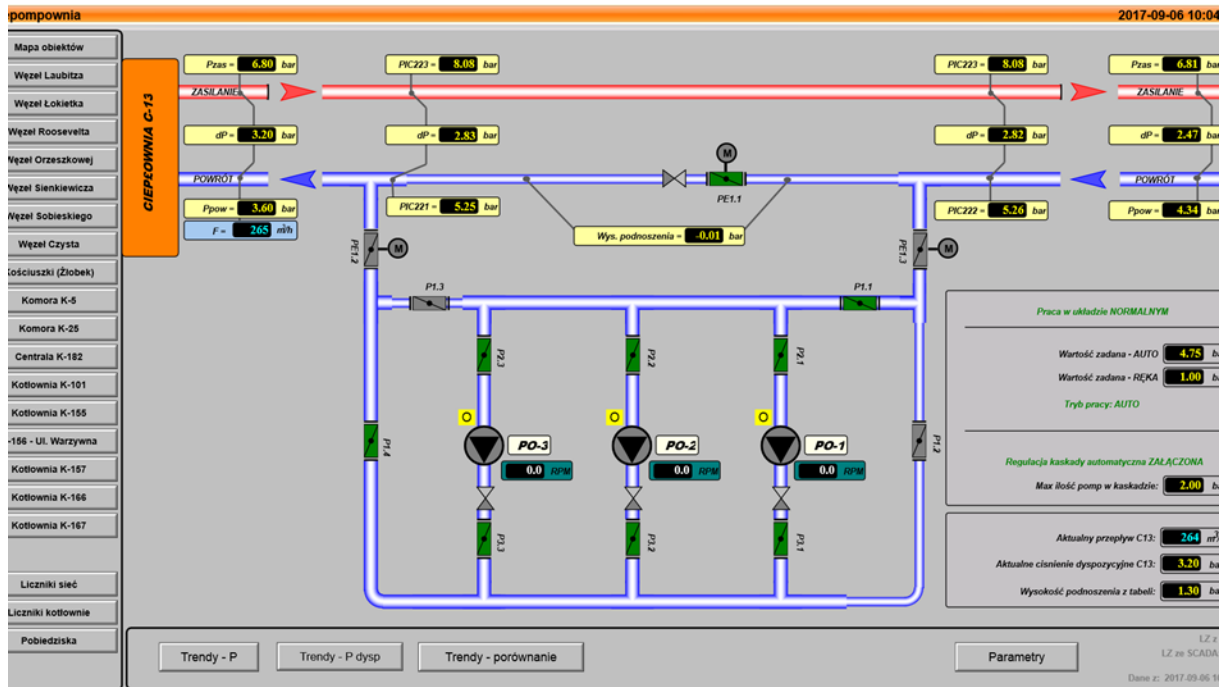
Lp.	Nr węzła	Adres	Rodzaj zabezpieczenia
1.	R005	Ul. Poznańska 15	stabilizacja z układem pompowym
2.	W081	Os. Kazimierza Wielkiego 11	automat uzupełniający (stabilizacja z układem pompowym została wyłączona)
3.	W083	Os. Kazimierza Wielkiego 2	stabilizacja z układem pompowym
4.	W084	Os. Kazimierza Wielkiego 34	automat uzupełniający (stabilizacja z układem pompowym została wyłączona)
5.	W085	Os. Kazimierza Wielkiego 39	automat uzupełniający (stabilizacja z układem pompowym została wyłączona)
6.	W086	Os. Kazimierza Wielkiego 16	stabilizacja z układem pompowym
7.	W087	Os. Kazimierza Wielkiego 20	stabilizacja z układem pompowym
8.	W095	Os. Władysława Łokietka 4	stabilizacja z układem pompowym
9.	W096	Os. Władysława Łokietka 20	stabilizacja z układem pompowym
10.	W118	Ul. Laubitzta WG-7	stabilizacja z układem pompowym
11.	W131	Ul. Budowlanych 35	stabilizacja z układem pompowym
12.	W133	Ul. Budowlanych 44	automat uzupełniający
13.	W140	Ul. Budowlanych 27	automat uzupełniający
14.	W185	Ul. Bł. Jolenty 5	stabilizacja z układem pompowym

2.1.11 Analiza stanu aktualnego systemu SCADA i obsługi urządzeń

2.1.11.1 System wizualizacji i sterowania

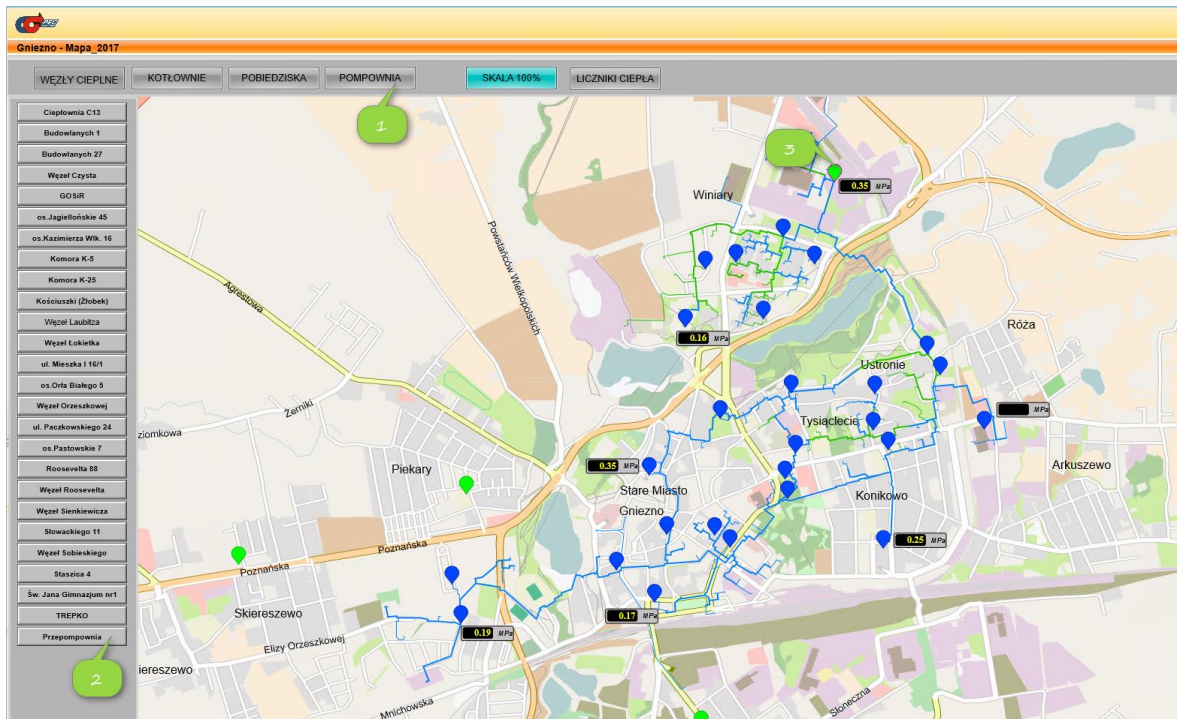
Obecnie przedsiębiorstwo PEC Gniezno korzysta z oprogramowania TelWin firmy Telster Poznań. System ten jest modułowy, posiada serwer alarmowy, moduł generacji raportów oraz wizualizację za pomocą schematów.

System TelWin pozwala na odczyt danych z 14 węzłów przyłączonych do systemu, a także zdalną zmianę nastaw w 8 węzłach (w których zapewniona jest komunikacja dwukierunkowa). Dodatkowo z poziomu operatora możliwe jest sterowanie ciepłownią C-14 oraz przepompownią sieciową, która znajduje się na ul. Sobieskiego. Ciepłownia C-13 jest sterowana z wykorzystaniem systemu Citect.



Rysunek 5 Główny ekran synoptyczny pompowni w systemie SCADA firmy TelWin

W systemie możliwy jest podgląd węzłów ciepłowniczych na mapie wraz z odczytem zmierzonego ciśnienia na węźle. Taki sposób prezentacji danych znacząco ułatwia analizę i zbieranie danych o rozkładzie ciśnień w sieci oraz obserwację pracy układu ciepłowniczego.



Rysunek 6 Ekran pompowni oraz węzły umieszczone w wizualizacji zaznaczone na mapie

System pozwala na sterowanie pracą pomp, rejestruje czas ich pracy oraz historię błędów, jakie wystąpiły. Dodatkowo możliwy jest pogląd ciśnień w węzłach dzięki zainstalowanym

przetwornikom ciśnienia. Program umożliwia definiowanie progów alarmowych (np. maksymalne i minimalne dopuszczalne ciśnienie zasilania) co pozwala zagwarantować poprawną pracę systemu, a także znacznie skraca pracę na niewłaściwych parametrach – operatorzy dostają natychmiastowe powiadomienie o awarii.

Tabela 12 Lista węzłów ciepłych dostępnych w wizualizacji TelWin w PEC Gniezno

Lp.	Nr węzła	Adres	Komunikacja
1.	R001	Ul. Orzeszkowej 29E	Dwukierunkowa
2.	K182	Ul. Poznańska	Jednokierunkowa
3.	W390	Ul. Witkowska Galeria Handlowa	Dwukierunkowa
4.	W236	Ul. Mieszka I 16-18	Jednokierunkowa
5.	W172	Ul. Sobieskiego 3/6 (K-110)	Dwukierunkowa
6.	W170	Ul. Słowackiego 11	Dwukierunkowa
7.	W174	Ul. Roosevelta 42 (MDK)	Jednokierunkowa
8.	W152	Ul. Paczkowskiego 24	Dwukierunkowa
9.	W333	Ul. 3 Maja 37 – Szpital	Dwukierunkowa
10.	W140	Ul. Budowlanych 27	Jednokierunkowa
11.	W118	Ul. Laubitza (WG-7)	Jednokierunkowa
12.	W317	Ul. Sportowa 1 (Hala sportowa)	Dwukierunkowa
13.	W079	Os. Orła Białego 5	Jednokierunkowa
14.	W086	Os. K Wielkiego 16 (W-7)	Dwukierunkowa

W powyższej tabeli na niebiesko zaznaczono węzły, w których regulatory posiadają komunikację dwukierunkową. Nie w każdym węźle jest ona wykorzystywana przez system wizualizacji TelWin.

W węzłach ciepłych, gdzie regulatory posiadają jedynie komunikację jednokierunkową bądź nie wykorzystują możliwości dwukierunkowej komunikacji, nie ma możliwości zmiany nastaw i zewnętrznego sterowania. Operator może jedynie odczytać aktualne parametry regulatora, prowadząc nadzór nad stanem węzła, ale aby wprowadzić zmiany, konieczne jest fizyczne przebywanie w węźle.

Numery węzłów zaznaczone na czerwono oznaczają punkty krytyczne sieci. Zgodnie z tabelą powyżej (**Tabela 12**) tylko dwa węzły krytyczne są ujęte w systemie wizualizacji i nadzoru.

Na czas opracowania tego dokumentu Przedsiębiorstwo PEC Gniezno jest w trakcie testowania dwóch systemów telemetrycznych pozwalających na digitalizację sieci ciepłowniczej. Są to system Globe OMS firmy NetLand Sp. z o.o. oraz system OSC firmy Control Sp. z o.o. Testami zostały objęte następujące węzły:

Tabela 13 Lista węzłów ciepłych PEC Gniezno testowanych w systemie Globe OMS firmy NetLand

Lp.	Nr węzła	Adres	Komunikacja
1.	R001	Ul. Orzeszkowej (komora PEC)	Jednokierunkowa
2.	W256	Ul. Św. Jana 2a (Gimnazjum nr 1)	Dwukierunkowa
3.	W374	Ul. Czarnieckiego 7 (Szkoła podstawowa)	Dwukierunkowa

Tabela 14 Lista węzłów ciepłych PEC Gniezno testowanych w systemie OCS firmy Control

Lp.	Nr węzła	Adres	Komunikacja
1.	W098	Os. Wł. Łokietka 15 (W-2)	Jednokierunkowa
2.	W390	Ul. Witkowska 26 (po kotłowni K157)	Dwukierunkowa
3.	W398	Ul. Chrobrego 22 (PPS)	Dwukierunkowa
4.	W399	Ul. Składowa (Galeria III)	Dwukierunkowa

2.1.11.2 Odczyt danych z liczników ciepła i wodomierzy

Dane pomiarowe z liczników ciepła, niezbędne do rozliczeń z klientami, odczytywane są obecnie metodą objazdową. Pracownik Przedsiębiorstwa, wyposażony w urządzenia do zdalnego odczytu Workabout, objeżdża tereny, gdzie znajdują się liczniki ciepła z których należy odczytać stanu energii ciepłej. Liczniki ciepła zostały wyposażone w moduły radiowe firmy Aiut, umożliwiające zdalny odczyt rejestrów urządzenia.

Zebrane dane są weryfikowane przez system Kombit. Następnie pliki są przekazywane do systemu Unisoft, gdzie po dodatkowej weryfikacji poprawności danych wystawiane są faktury dla klientów.

Radiowy realizowany z comiesięczną przerwą odczyt liczników ciepła staje się coraz mniej popularną metodą. Wpływa na to ograniczona dostępność urządzeń wspierających tę metodę. Zmniejsza się ilość modułów radiowych do ciepłomierzy dostępnych na rynku, a niektóre z nich (np. moduł do UH50) stały się niedostępne.

Obecnie odczyt danych z wodomierzy odbywa się metodą objazdową – pracownicy PEC Gniezno okresowo przyjeżdżają do węzłów i odczytują pobór wody. Spis stanów wodomierzy w celach rozliczeń z odbiorcami odbywa się 2 do 3 razy w roku. Stan wodomierzy nie jest przedstawiony w żadnym z testowanych systemów telemetrycznych.

2.1.11.3 Alarmy z sieci preizolowanej

Ponad 70% sieci ciepłej w Gnieźnie jest w technologii rur preizolowanych. Stwarza to potrzebę nadzoru nad stanem sieci poprzez system alarmowy. Aktualnie Przedsiębiorstwo posiada kilka stałych urządzeń do monitoringu alarmów z sieci preizolowanej. Jeden z detektorów sieci alarmowej znajduje się w węźle nr R001 – ul. Orzeszkowej, komora PEC.

Tabela 15 Urządzenia do monitoringu sieci preizolowanej PEC Gniezno

Lp.	Typ urządzenia	Dostawca	Ilość [szt.]
1.	NP- 4	Control	1
2.	Rat - 1	Ratmon	1
3.	EDRAL	VECTOR SMART DATA	1

Pętle alarmowe nie podłączone do powyższych urządzeń są mierzone objazdowo. Część z pętli jest obecnie odtwarzana.

3 Cel, opis i zakres rzeczowy przedsięwzięcia

Celem przedsięwzięcia jest realizacja przedsięwzięcia polegająca na wdrożeniu rozwiązań prowadzących do digitalizacji sieci ciepłowniczej w celu jej optymalizacji zgodnie z założeniami Programu Priorytetowego „Digitalizacja Sieci Ciepłowniczych” ogłoszonego dnia 08.02.2023 r. przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Zakres przedsięwzięcia obejmuje:

- Optymalizację parametrów pracy sieci ciepłowniczej,
- Modernizację węzłów cieplnych, w szczególności automatyki kontrolującej i optymalizującej pracę instalacji ciepłowniczych w obrębie węzła ciepłowniczego,
- Redukcję zużycia energii pierwotnej wykorzystywanej na pracę pomp obiegowych odpowiedzialnych za utrzymanie parametrów sieci cieplnej,
- Redukcję emisji dwutlenku węgla, w szczególności poprzez zmniejszenie strat przesyłowych, poprawę sprawności przesyłu, obniżenie parametrów pracy systemu ciepłowniczego i wykorzystanie energii z OZE,
- Produkcję energii elektrycznej z instalacji PV na potrzeby urządzeń objętych projektem.

W ramach Programu Priorytetowego „Digitalizacja Sieci Ciepłowniczych” realizowane będą następujące działania:

- Budowa dwóch stacji podnoszenia ciśnień (SPC Zabłockiego i SPC Strumykowa) wyposażonych w telemechanikę zasilanych energią elektryczną z instalacji PV zamontowanej na dachach tych obiektów oraz włączenie do systemu nadzorowania i kontroli parametrów pracy sieci ciepłowniczej
- Wyposażenie liczników ciepła będących własnością Spółki zainstalowanych w węzła obcych w baterijne moduły odczytu liczników ciepła,
- Wyposażenie liczników ciepła zainstalowanych w węzłach ciepłowniczych własnych w sieciowe moduły odczytu liczników ciepła,
- Wymiana części liczników ciepła w węzłach cieplnych - tych posiadających możliwości rozbudowy o moduły komunikacyjne,
- Wymiana wodomierzy na wodomierze z możliwością zdalnego odczytu (podłączenia do nowego systemu IT)
- Wdrożenie systemu IT do nadzorowania pracy sieci ciepłowniczej zapewniającego interfaś obsługowy do zdalnych odczytów oraz komunikacji z istniejącą infrastrukturą oraz planowanymi do budowy stacjami podnoszenia ciśnienia,
- Dostawa, montaż i włączenie do systemu IT 40 detektorów awarii sieci ciepłowniczej

- Modernizacja automatyki w 162 węzłach własnych umożliwiającą zdalne sterowanie tymi węzłami.

3.1 Analiza techniczna i technologiczna

3.1.1 Węzły

3.1.1.1 Wymiana regulatorów pogodowych

Aby zapewnić prawidłowe działanie systemu inteligentnej sieci ciepłowniczej, tzn. zagwarantować możliwość zdalnej zmiany nastaw na poszczególnych węzłach, niezbędna jest komunikacja dwustronna z regulatorami pogodowymi. Dlatego bezwzględnie należy zastąpić regulatory bez możliwości podłączenia do magistrali komunikacyjnej, w tym przypadku to modele znajdujące się na poniższej liście.

Tabela 16 Lista regulatorów pogodowych przedsiębiorstwa PEC Gniezno bez możliwości komunikacji

Lp.	Model regulatora	Ilość
1.	Siemens RVD-115/109	11
2.	Siemens RVD-130	52
3.	Siemens RVD-135/109	2
4.	Danfoss AVTB	1
5.	Danfoss Eurotermostat	1
6.	LANDIS RVL 55	12

Ponadto należy wymienić pozostałe regulatory nie pozwalające na sterowanie węzłami cieplnymi (tj. posiadające komunikację jednokierunkową).

Łączna liczba regulatorów rekomendowanych do wymiany w systemie ciepłowniczym PEC Gniezno dla węzłów własnych wynosi 162. Pozwoli to na zdalne sterowanie wszystkimi węzłami cieplnymi, w tym uaktywnienie funkcji regulacji temperatury powrotu czynnika grzewczego.

Wymiana w/w regulatorów pogodowych w na modele zapewniające komunikację dwukierunkową pozwoli zapewnić możliwość zdalnej zmiany nastaw po wprowadzeniu systemu telemetrii, co znacząco wpłynie na pracę przy obsłudze obsługi sieci ciepłowniczej. Dodatkowo, regulacja z poziomu komputera w stacji operatorskiej możliwa jest w czasie rzeczywistym, pozwala wprowadzać korekty nastawy oraz reagować na sytuację na sieci ciepłowniczej i nie wymaga od obsługi przyjazdu do węzła w celu ręcznej zmiany nastaw regulatora. Pozwoli to zaoszczędzić energię, a także koszt przejazdu oraz czas pracy.

3.1.1.2 Wymiana liczników ciepła

Na początku tego etapu powinna zostać dokonana wymiana liczników ciepła. Modele, które nie posiadają modułów komunikacyjnych, jak również brakuje możliwości zainstalowania takowych,

powinny być wymienione. Obsługiwanie ich przez centralki komunikacyjne systemu telemetrycznego jest niemożliwe.

Zalecana jest wymiana ciepłomierzy typu WSDX-X ze względu na brak możliwości komunikacyjnych oraz niekompatybilność z obecnymi standardami urządzeń do obsługi ciepłownictwa.

W poniższej tabeli przedstawiono zestawienie niezbędnych do wymiany liczników ciepła.

Tabela 17 Lista liczników ciepła przedsiębiorstwa PEC Gniezno, które powinny zostać wymienione

Lp.	Model licznika ciepła	Ilość
1.	EWZ 350	4
2.	Multical 401	1
3.	Multical III	1
4.	Multical RTP 9630	3
5.	Siemens PT500	11
6.	WSC1-3,0	1
7.	WSD2C-0,75 K5	6
8.	WSD2C-1,50 K5	5
9.	WSD4-3,0	3
10.	WSD4-3,00 K5	3
11.	WSD4-3,00 S5	1
12.	WSD4-4,5	1
13.	WSD4-4,5 S5	2
14.	WSD4-4,50 K5	1
15.	WSD5-6,0	22
16.	WSD5-6,00 F5	5
17.	WSD5-6,00 S5	6
18.	WSD6-12,0	16
19.	WSD6-12,0 F5	13
20.	WSD7-15,0	2
21.	WSD7-15,0 F5	3
22.	WSD7-25,0	2
23.	WSD7-25,0 F5	1
Razem:		113

3.1.1.3 Instalacja modułów komunikacyjnych do liczników ciepła

Z uwagi na różnorodność protokołów komunikacyjnych, które mogą zostać zainstalowane w ciepłomierzach, zaleca się, aby zakupione moduły rozszerzeń posiadały standardowe protokoły stosowane w ciepłownictwie, tj. M-Bus lub Modbus RTU. Gwarantuje to, że zakupiony moduł będzie spełniał standardy komunikacyjne umożliwiające odczyt danych z ciepłomierza przez centralkę telemetryczną. Dodatkowo wykorzystanie standardowych protokołów komunikacyjnych daje większe możliwości wyboru urządzeń oraz przyszłej rozbudowy lub modernizacji węzłów cieplnych.

Dostawcy rozwiązań digitalizujących sieć ciepłowniczą w swojej ofercie posiadają moduły komunikacyjne do popularnych modeli liczników ciepła. Niweluje to konieczność zakupu

osobnego przez PEC Gniezno modułów komunikacyjnych. Przedsiębiorstwo powinno jedynie dostarczyć dostawcy systemu pełną listę liczników ciepła.

3.1.1.4 Instalacja przetworników ciśnienia

Obserwacja rozkładu ciśnień w sieci ciepłowniczej dostarcza operatorowi systemu informacji o jej działaniu i daje narzędzia do prowadzenia systemu ciepłowniczego w sposób optymalny dla danych warunków. Utrzymanie dyspozycji na progu węzła ciepłowniczego na prawidłowym poziomie jest kluczowe w utrzymaniu optymalnych wysokości podnoszenia i przepływów na progu źródła ciepła. Zbyt niska wartość ciśnienia dyspozycyjnego może powodować, że do odbiorców nie jest sprzedawane ciepło, co przekłada się na dyskomfort oraz straty przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Istotne jest również utrzymanie ciśnienia poniżej dopuszczalnych wartości optymalizując w ten sposób koszty pompowania. Aby sterować przepompownią w optymalny sposób – uwzględniając aktualny rozkład ciśnień w sieci, należy mieć podgląd on-line na wartości ciśnienia w możliwie wielu punktach systemu ciepłowniczego. Umożliwiają to przetworniki ciśnienia zainstalowane w węzłach cieplnych, które po podłączeniu do systemu telemetrycznego pozwolą zbadać, czy rozkład ciśnień w sieci jest prawidłowy. Kolejną zaletą instalacji czujników ciśnienia jest możliwość wykrycia na podstawie aktualnych wartości, gdzie wystąpiła anomalia w funkcjonowaniu systemu ciepłowniczego np. wyciek lub inna awaria na sieci. Korzyścią będzie także cykliczny pomiar ciśnień w dostatecznie wielu miejscach sieci ciepłowniczej i analiza wsteczna funkcjonowania sieci ciepłowniczej na podstawie danych historycznych o dostatecznie dużej rozdzielczości, czyli krótkim czasokresie odczytu danych.

Biorąc pod uwagę korzyści wynikające z posiadania czujników ciśnienia w systemie telemetrycznym, który umożliwia odczyt on-line parametrów ciśnienia, rekomenduje się instalację takich przetworników w węzłach które ich nie posiadają, jednak nie mniej niż w kolejnych 19 węzłach, które zostały wytypowane na podstawie modelu hydraulicznego, jako kluczowe do prawidłowego sterowania pracą systemu ciepłowniczego PEC Gniezno. Zestawienie tych węzłów przedstawiono w poniższej tabeli:

Tabela 18 Nowe węzły krytyczne

Nowe węzły krytyczne			
Lp.	Nr węzła		Adres
1	R	005	Poznańska 15
2	R	010	Kostrzewskiego 5/7
3	W	040	Os. Jagiellońskie 20
4	W	079	Os. Orła Białego 5
5	W	090	Wodna 20
6	W	098	Os. Łokietka 15
7	W	124	Roosevelta 116
8	W	196	Pałucka 2
9	W	212	Paczkowskiego 20
10	W	217	Kościuszki 21
11	W	220	Jana Pawła II 9-10
12	W	222	Jolenty 5
13	W	239	Kaszarska 3
14	W	335	Budowlanych 19
15	W	348	Zabłockiego 26
16	W	350	Kasprowicza 10
17	W	387	Juliana Tuwima 6
18	W	399	Składowa (Galeria)
19	W	404	Parkowa

Przetworniki ciśnienia w pozostałych węzłach mogą zostać zamontowane zarówno przed jak i po wdrożeniu systemu telemetrii, należy jednak mieć na uwadze wcześniejsze uzgodnienie włączenia zdalnego odczytu ciśnień we wdrażany system.

3.1.1.5 Wodomierze

Metoda objazdowa odczytu wodomierzy wymusza okresowość spisywania stanów wodomierzy. Niska częstotliwość odczytów ilości pobranej wody znacząco wydłuża czas reakcji na anomalie, takie jak zwiększony pobór sugerujący wyciek wody. Aby zapobiec sytuacjom długotrwałych wycieków i usprawnić proces rozliczania z klientami należy włączyć wodomierze do systemu digitalizującego sieć ciepłowniczą. W tym celu konieczny jest montaż nakładek umożliwiających zdalny odczyt wartości z liczników pobranej wody. Ze względu na niską dokładność nakładek impulsowych, zaleca się użycie nakładek z komunikacją M-Bus. Gwarantuje to wysoką precyzję odczytywanych danych.

Jeśli instalacja nakładki z komunikacją M-Bus jest niemożliwa, zalecana jest wymiana wodomierza na nowoczesny model, który umożliwi komunikację w tym protokole.

3.1.1.6 Układy automatycznego uzupełniania instalacji

Aby wdrożyć automatyczne uzupełnianie instalacji do systemu digitalizującego i umożliwić zdalne sterowanie tym elementem, należy określić węzły, w których taki system powinien się

znajdować. Jest to dodatkowy element systemu telemetrycznego, a ze względu na koszt wdrożenia, może być nieopłacalne instalowanie go w każdym węźle, który zawiera układ uzupełniania wody.

3.1.1.7 Komory z zaworami/klapami odcinającymi

Istnieje możliwość rozwiązań telemechaniki tj. włączenia armatury odcinającej w komorach do systemu telemetrycznego, co pozwoli na zdalną zmianę ich nastaw. Aby to zrealizować niezbędne jest zapewnienie zasilania sieciowego energii elektrycznej do komory, ponieważ zasilanie bateryjne nie jest zalecane w tego typu rozwiązaniach z uwagi na bezpieczeństwo systemu. Istotne jest również, aby zawory/klapy odcinające posiadały interfejs komunikacyjny (lub minimalnie sterowanie sygnałem analogowym), co pozwoli na precyzyjne zadawanie stopnia otwarcia i ew. informację zwrotną o stanie rzeczywistym.

W przypadku wdrażania automatycznego sterowania zasuwami istotne jest, aby zwrócić uwagę na zastosowanie odpowiedniego algorytmu sterowania, który nie pozwoli na zbyt gwałtowne odcięcie.

3.1.1.8 Wykaz zadań w zakresie telemetrii

W poniższej tabeli przedstawiono ilościowo i wartościowo zbiorcze zestawienie działań w zakresie telemetrii i wyposażenia węzłów niezbędnych do digitalizacji w systemie ciepłowniczym PEC Gniezno.

Tabela 19 Wykaz zadań w zakresie telemetrii rekomendowany w ramach digitalizacji sieci

Telemetria				
1	Węzeł bez zasilania ee (obcy): Wdrożenie modułu odczytu min. 2 liczników ciepła na 1 adresie (baterijny moduł z adapterem ciepłomierza oraz odczyt wodomierza po mbus)	2 000 zł	56	112 000 zł
2	Węzeł zasilany w ee (własny): Wdrożenie modułu odczytu min. 2 liczników ciepła na 1 adres (moduł telemetryczny sieciowy z zasilaczem i kartą wejść/wyjść (obsługa 3xczujnik temp PT1000, 3x czujnik ciśnienia 4-20mA)	4 500 zł	319	1 435 500 zł
3	Montaż 2 przetworników ciśnienia w węźle cieplnym wraz z okablowaniem i montażem	2 000 zł	19	38 000 zł
4	Montaż wodomierza z mbus w węźle cieplnym	600 zł	375	225 000 zł
5	Wymiana licznika ciepła w węźle cieplnym	1 985 zł	113	224 305 zł
6	Dostawa i montaż detektora awarii sieci preizolowanej (1 szt. na pętlę)	3 000 zł	40	120 000 zł
7	Dostosowanie systemu telemetrii o wizualizację, odczyt i komunikację dwukierunkową po MODBUS z 2 stacjami podnoszenia ciśnienia - opracowanie i wdrożenie algorytmu sterującego pracą pomp wg ciśnienia dyspozycyjnego na wskazanych węzłach krytycznych	7 500 zł	2	15 000 zł
8	Koszt zakupu licencji systemu IT do nadzorowania pracy, komunikacji i wdrożenie rozwiązania w PEC - rozwiązanie chmurowe	230 000 zł	1	230 000 zł
9	Modernizacja rozdzielni zasilającej i AKPiA w węźle cieplnym - montaż rozdzielni wraz z regulatorem, okablowaniem i aparatami, bez wymiany pomp, napędów i zaworów	5 300 zł	162	858 600 zł
Telemetria razem:				3 258 405 zł

3.1.1.8.1 Schematy technologiczne nowych przepompowni (Zabłockiego i Strumykowa)

Na podstawie analizy hydraulicznej, której wnioski znajdują się z dokumencie pn.: „ANALIZA HYDRAULICZNA Systemu ciepłowniczego PEC Gniezno” dokonano optymalnego wyboru liczby i lokalizacji nowych SPC w systemie ciepłowniczym Gniezna. Są to:

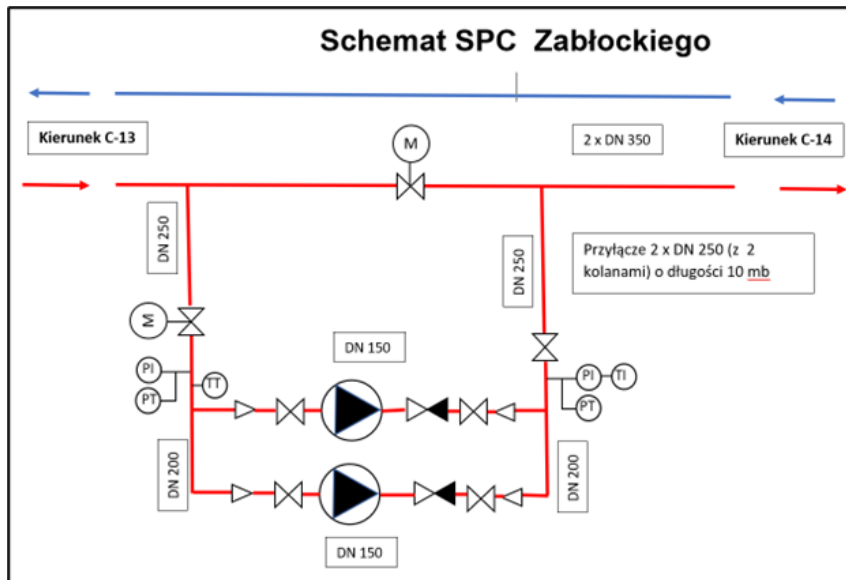
- SPC przy ul. Zabłockiego
- SPC przy ul. Strumykowej

W poniższej tabeli przedstawiono parametry hydrauliczne dla w/w przepompowni, na podstawie których należy dobrać ilość i typ pomp.

Tabela 20 Zestawienie obliczonych parametrów dla nowych SPC

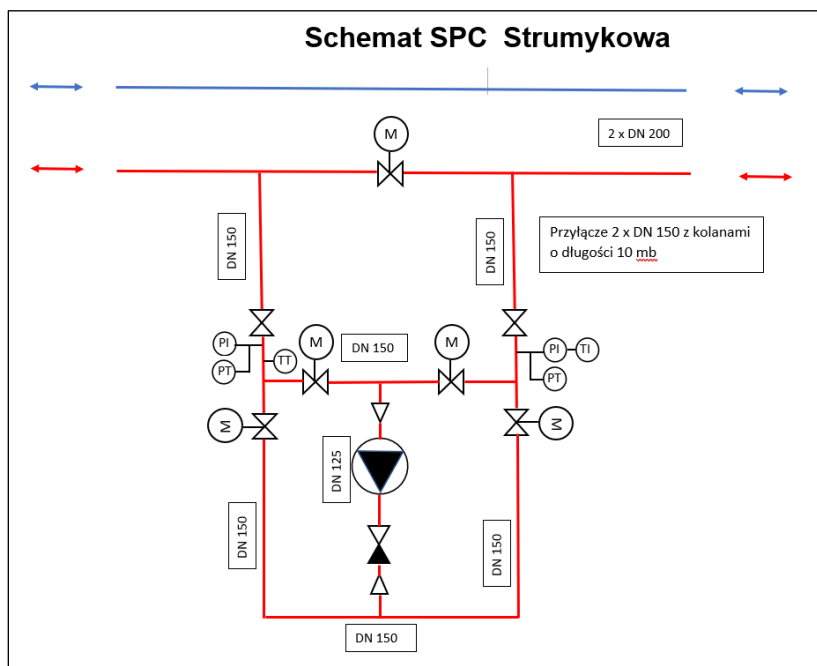
Nazwa SPC	Dp [kPa]	M [m ³ /h]
SPC Zabłockiego	260	471
SPC Strumykowa	400	205

Z uwagi na możliwość optymalizacji nakładów inwestycyjnych oraz pracy pomp, założono, że w SPC Zabłockiego zostaną zainstalowane dwie pompy, bez pompy rezerwowej. W sytuacji awarii jednej z pomp możliwe będzie zwiększenie pompowania w istniejących pompowniach źródeł ciepła. SPC Zabłockiego będzie przepompownią jednokierunkową. Poniżej przedstawiono schemat technologiczny tej SPC.



Rysunek 7. Schemat SPC Zabłockiego

W odróżnieniu od SPC Zabłockiego przepompownia przy ul. Strumykowej będzie przepompownią rewersyjną, tzn., że kierunek przepływu przez tą SPC będzie zmienny i będzie zależał od aktualnej konfiguracji pracujących źródeł ciepła. Poniżej przedstawiono schemat technologiczny tej SPC.



Rysunek 8 Schemat SPC Strumykowa

4 Analiza alternatywna rozwiązań

4.1 Charakterystyka alternatywnych rozwiązań lokalizacyjnych i technologiczno-organizacyjnych.

4.1.1 Sieć ciepłownicza

Przeprowadzono wielowariantową analizę hydrauliczną pracy sieci ciepłowniczej PEC Gniezno uwzględniając:

- stan istniejący
- stan istniejący + przeniesienie pomp w istniejącej SPC Sobieskiego na zasilanie (z uwagi na brak wpływu na obniżenie strat ciepła wariant ten nie zostanie dalej procedowany)
- budowę jednej nowej stacji podnoszenia ciśnień – Zabłockiego (Wariant I)
- budowę dwóch nowych stacji podnoszenia ciśnień (SPC): Strumykowa (praca rewersyjna) i Zabłockiego (Wariant II)
- rozbudowę sieci ciepłowniczej wychodzącej z ciepłowni C-14 oraz budowa SPC Zabłockiego (Wariant III)
- możliwe dla w/w wariantów obniżenie rzeczywistych temperatur zasilania i powrotu (tabeli regulacyjnej)

W poniższej tabeli przedstawiono zbiorczo analizowane warianty oraz poziom strat ciepła i sumarycznej energii pompowania dla każdego z nich.

Tabela 21 Wyniki analizy hydraulicznej wariantów pracy sieci ciepłowniczej

Zbiorcze wyniki analizy hydraulicznej dla rozpatrywanych wariantów pracy sieci ciepłowniczej						
Lp.	Wariant		Krzywa grzewcza	Średnioroczne straty [GJ]	Średnioroczne straty [MWh]	Średnioroczne zużycie energii na pompowanie [MWh]
	Nr	Opis				
0		Stan istniejący - pompowanie w C13 i C14 oraz istniejąca pompownia Sobieskiego na powrocie	125°C dla -18°C w C13 i C14	66294,55	18415,15	783,10
1		Stan istniejący - pompowanie w C13 i C14 oraz istniejąca pompownia Sobieskiego na zasilaniu	125°C dla -18°C w C13 i C14	66294,55	18415,15	784,10
2	I	Zmniejszone pompowanie w C13 - istniejąca pompownia Sobieskiego oraz 1 nowa SPC (Zabłockiego)	110°C zasilanie dla -18°C zewn. (Powrot 46,7°C przy +5°C) Zamykanie spinek (K31/11, K49)	62013,05	17225,85	809,07
3	II	Zmniejszone pompowanie w C13 i C14 - 2 nowe SPC (Zabłockiego i Strumykowa)	110°C zasilanie dla -18°C zewn. (Powrot 46,7°C przy +5°C) Zamykanie spinek (K31/11, K49)	61987,65	17218,79	735,41
4	III	Zmniejszone pompowanie w C13 i C14 - rozbudowa sieci ciepłowniczej z C14 oraz nowa SPC Zabłockiego	110°C zasilanie dla -18 st C zewn.	64741,75	17983,82	1198,74

Jako rekomendowany do realizacji został przyjęty wariant nr II z obniżeniem temperatury zasilania w źródłach C13 i C14 z aktualnej wartości wg krzywej grzewczej wynoszącej 125°C do 110°C przy temperaturze zewnętrznej -18°C. Wariant ten analizowany szczegółowo w modelu hydraulicznym sieci ciepłowniczej zakłada wdrożenie rozwiązań digitalizacji sieci i wynikających z tego tytułu korzyści tj. obniżenie realizowanej temperatury powrotu do 46,7°C przy temp. zewnętrznej +5°C będących następstwem z wdrożenia, systemu odczytu ciepłomierzy, pomiarów ciśnienia oraz modernizacją automatyki w wybranych węzłach. Spinki w komorach K31/11 i K49 pozostają zamknięte.

W wariantcie tym następuje znaczące obniżenie strat ciepła (ponad 4200GJ na rok) w stosunku do wariantu bazowego (wariant 0) a także zmniejszenie o ok. 50MWh energii pompowania w całym systemie ciepłowniczym.

Realizacja wszystkich zaplanowanych działań w ramach projektu digitalizacji sieci ciepłowniczej PEC Gniezno pozwoli na osiągnięcie zaplanowanego efektu obniżenia strat ciepła w całym systemie ciepłowniczym.

Obniżenie temperatur zasilania i powrotu (krzywej grzewczej) oraz obniżenie strat ciepła umożliwią n/w działania:

- zapewnienie dwustronnej komunikacji z wszystkimi węzłami ciepłowniczymi,

- wyposażenie węzłów ciepłych w przetworniki ciśnienia,
- zapewnienie zdalnego dostępu do wskazań ciepłomierzy i wodomierzy w węzłach ciepłych,
- montaż detektorów awarii sieci preizolowanych i ich wpięcie do systemu nadzorowania pracy,
- zakup licencji i wdrożenie systemu IT do nadzorowania pracy,

Utrzymanie minimalnego poziomu zużycia energii pompowania w systemie ciepłowniczym umożliwią n/w działania:

- budowa nowych stacji podnoszenia ciśnień (Strumykowa i Zabłockiego), co pozwoli na zmniejszenie energii pompowania w ciepłowniczych C-13 i C-14 i zapewni minimalną wartość ciśnienia dyspozycyjnego dla każdego węzła ciepłego,
- sterowanie pracą układów pompowania w sieci ciepłowniczej w sposób automatyczny na podstawie odczytów ciśnień dyspozycyjnych w węzłach ciepłych w czasie rzeczywistym,
- budowa instalacji PV na dachach projektowanych SPC (Zabłockiego i Strumykowa) i wykorzystanie energii OZE zamiast energii z systemu elektroenergetycznego.

4.2 Ekonomiczne i finansowe porównanie rozważanych rozwiązań alternatywnych.

4.2.1 Wariant I

Wariant ten zakłada zmniejszone pompowanie w C13. W systemie ciepłowniczym poza istniejącą pompownią Sobieskiego powstanie nowa SPC (Zabłockiego).

Tabela regulacyjna obniżona do 110°C na zasilaniu dla -18°C zewn. A temp. powrotu 46,7°C przy +5°C. Spinki w komorach K31/11, K49 zamknięte.

Zakres i nakłady niezbędne do realizacji tego wariantu przedstawia poniższa tabela.

Tabela 22 Zakres i nakłady niezbędne do realizacji tego wariantu I

Zestawienie nakładów na realizację projektu digitalizacji sieci ciepłowniczej PEC Gniezno wariant 1				
Lp.	Zakres zadań	Nakład jednostkowy	Ilość obiektów	Nakłady
		[zł/kpl.]	[szt.]	[zł]
Telemetria				
1	Węzeł bez zasilania ee (obcy): Wdrożenie modułu odczytu min. 2 liczników ciepła na 1 adresie (baterijny moduł z adapterem ciepłomierza oraz odczyt wodomierza po mbus)	2 000 zł	56	112 000 zł
2	Węzeł zasilany w ee (własny): Wdrożenie modułu odczytu min. 2 liczników ciepła na 1 adres (moduł telemetryczny sieciowy z zasilaczem i kartą wejść/wyjść (obsługa 3xczujnik temp PT1000, 3x czujnik ciśnienia 4-20mA)	4 500 zł	319	1 435 500 zł
3	Montaż 2 przetworników ciśnienia w węźle cieplnym wraz z okablowaniem i montażem	2 000 zł	19	38 000 zł
4	Montaż wodomierza z mbus w węźle cieplnym	600 zł	375	225 000 zł
5	Wymiana licznika ciepła w węźle cieplnym	1 985 zł	113	224 305 zł
6	Dostawa i montaż detektora awarii sieci preizolowanej (1 szt. na pętlę)	3 000 zł	40	120 000 zł
7	Dostosowanie systemu telemetrii o wizualizację, odczyt i komunikację dwukierunkową po MODBUS z 2 stacjami podnoszenia ciśnienia - opracowanie i wdrożenie algorytmu sterującego pracą pomp wg ciśnienia dyspozycyjnego na wskazanych węzłach krytycznych	7 500 zł	2	15 000 zł
8	Koszt zakupu licencji systemu IT do nadzorowania pracy, komunikacji i wdrożenie rozwiązania w PEC - rozwiązanie chmurowe	230 000 zł	1	230 000 zł
9	Modernizacja rozdzielni zasilającej i AKPiA w węźle cieplnym - montaż rozdzielni wraz z regulatorem, okablowaniem i aparatami, bez wymiany pomp, napędów i zaworów	5 300 zł	162	858 600 zł
Telemetria razem:				3 258 405 zł
SPC Zabłockiego				
10	Budynek SPC o pow. ok. 50 m ²	200 000	1	200 000
11	Instalacja PV o mocy 10 kWp	40 000	1	40 000
12	Pompy	75 848	2	151 696
13	AKP z falownikami pomp	120 000	1	120 000
14	Hydraulika	651 400	1	651 400
15	Przyłącze ok. 10 mb 2 x DN 250	35 000	1	35 000
SPC Zabłockiego razem:				1 198 096
Projekt digitalizacji sieci ciepłowniczej PEC Gniezno razem:				4 456 501 zł

4.2.2 Wariant II

Wariant ten zakłada zmniejszone pompowanie w C13 i C-14. W systemie ciepłowniczym poza istniejącą pompownią Sobieskiego powstaną dwie nowe SPC (Zabłockiego i Strumykowa).

Tabela regulacyjna obniżona do 110°C na zasilaniu dla -18°C zewn. A temp. powrotu 46,7°C przy +5°C. Spinki w komorach K31/11, K49 zamknięte.

Zakres i nakłady niezbędne do realizacji tego wariantu przedstawia poniższa tabela.

Tabela 23 Zakres i nakłady niezbędne do realizacji tego wariantu II

Zestawienie nakładów na realizację projektu digitalizacji sieci ciepłowniczej PEC Gniezno wariant 2				
Lp.	Zakres zadań	Nakład jednostkowy	Ilość obiektów	Nakłady
		[zł/kpl.]	[szt.]	[zł]
Telemetria				
1	Węzeł bez zasilania ee (obcy): Wdrożenie modułu odczytu min. 2 liczników ciepła na 1 adresie (baterijny moduł z adapterem ciepłomierza oraz odczyt wodomierza po mbus)	2 000 zł	56	112 000 zł
2	Węzeł zasilany w ee (własny): Wdrożenie modułu odczytu min. 2 liczników ciepła na 1 adres (moduł telemetryczny sieciowy z zasilaczem i kartą wejść/wyjść (obsługa 3xczujnik temp PT1000, 3x czujnik ciśnienia 4-20mA)	4 500 zł	319	1 435 500 zł
3	Montaż 2 przetworników ciśnienia w węźle cieplnym wraz z okablowaniem i montażem	2 000 zł	19	38 000 zł
4	Montaż wodomierza z mbus w węźle cieplnym	600 zł	375	225 000 zł
5	Wymiana licznika ciepła w węźle cieplnym	1 985 zł	113	224 305 zł
6	Dostawa i montaż detektora awarii sieci preizolowanej (1 szt. na pętlę)	3 000 zł	40	120 000 zł
7	Dostosowanie systemu telemetrii o wizualizację, odczyt i komunikację dwukierunkową po MODBUS z 2 stacjami podnoszenia ciśnienia - opracowanie i wdrożenie algorytmu sterującego pracą pomp wg ciśnienia dyspozycyjnego na wskazanych węzłach krytycznych	7 500 zł	2	15 000 zł
8	Koszt zakupu licencji systemu IT do nadzorowania pracy, komunikacji i wdrożenie rozwiązania w PEC - rozwiązanie chmurowe	230 000 zł	1	230 000 zł
9	Modernizacja rozdzielni zasilającej i AKPiA w węźle cieplnym - montaż rozdzielni wraz z regulatorem, okablowaniem i aparatami, bez wymiany pomp, napędów i zaworów	5 300 zł	162	858 600 zł
Telemetria razem:				3 258 405 zł
SPC Zabłockiego				
10	Budynek SPC o pow. ok. 50 m ²	200 000	1	200 000
11	Instalacja PV o mocy 10 kWp	40 000	1	40 000
12	Pompy	75 848	2	151 696
13	AKP z falownikami pomp	120 000	1	120 000
14	Hydraulika	651 400	1	651 400
15	Przyłącze ok. 10 mb 2 x DN 250	35 000	1	35 000
SPC Zabłockiego razem:				1 198 096
SPC Strumykowa				
16	Budynek SPC o pow. ok. 50 m ²	200 000	1	200 000
17	Instalacja PV	40 000	1	40 000
18	Pompa	72 281	1	72 281
19	AKP z falownikami pomp	100 000	1	100 000
20	Hydraulika	424 500	1	424 500
21	Przyłącze ok. 10 mb 2 x DN 250	20 000	1	20 000
SPC Strumykowa razem:				856 781
Projekt digitalizacji sieci ciepłowniczej PEC Gniezno razem:				5 313 282 zł

4.2.3 Wariant III

Wariant ten zakłada zmniejszone pompowanie w C13 i C-14. W systemie ciepłowniczym poza istniejącą pompownią Sobieskiego powstanie nowa SPC (Zabłockiego) oraz zostanie zbudowana nowa sieć ciepłownicza – wyprowadzenie ciepła z C-14. Sieć ciepłownicza o średnicy 2xDN 300 mm i długości 820 m.b. oraz o średnicy 2xDN 250 mm i długości 960 m.b.

Tabela regulacyjna obniżona do 110°C na zasilaniu dla -18°C zewn. A temp. powrotu 46,7°C przy +5°C. Spinki w komorach K31/11, K49 zamknięte.

Zakres i nakłady niezbędne do realizacji tego wariantu przedstawia poniższa tabela.

Tabela 24 Zakres i nakłady niezbędne do realizacji tego wariantu III

Zestawienie nakładów na realizację projektu digitalizacji sieci ciepłowniczej PEC Gniezno wariant 3				
Lp.	Zakres zadań	Nakład jednostkowy	Ilość obiektów	Nakłady
		[zł/kpl.]	[szt.]	[zł]
Telemetria				
1	Węzeł bez zasilania ee (obcy): Wdrożenie modułu odczytu min. 2 liczników ciepła na 1 adresie (baterijny moduł z adapterem ciepłomierza oraz odczyt wodomierza po mbus)	2 000 zł	56	112 000 zł
2	Węzeł zasilany w ee (własny): Wdrożenie modułu odczytu min. 2 liczników ciepła na 1 adres (moduł telemetryczny sieciowy z zasilaczem i kartą wejść/wyjść (obsługa 3xczujnik temp PT1000, 3x czujnik ciśnienia 4-20mA)	4 500 zł	319	1 435 500 zł
3	Montaż 2 przetworników ciśnienia w węźle cieplnym wraz z okablowaniem i montażem	2 000 zł	19	38 000 zł
4	Montaż wodomierza z mbus w węźle cieplnym	600 zł	375	225 000 zł
5	Wymiana licznika ciepła w węźle cieplnym	1 985 zł	113	224 305 zł
6	Dostawa i montaż detektora awarii sieci preizolowanej (1 szt. na pętlę)	3 000 zł	40	120 000 zł
7	Dostosowanie systemu telemetrii o wizualizację, odczyt i komunikację dwukierunkową po MODBUS z 2 stacjami podnoszenia ciśnienia - opracowanie i wdrożenie algorytmu sterującego pracą pomp wg ciśnienia dyspozycyjnego na wskazanych węzłach krytycznych	7 500 zł	2	15 000 zł
8	Koszt zakupu licencji systemu IT do nadzorowania pracy, komunikacji i wdrożenie rozwiązania w PEC - rozwiązanie chmurowe	230 000 zł	1	230 000 zł
9	Modernizacja rozdzielni zasilającej i AKPiA w węźle cieplnym - montaż rozdzielni wraz z regulatorem, okablowaniem i aparatami, bez wymiany pomp, napędów i zaworów	5 300 zł	162	858 600 zł
Telemetria razem:				3 258 405 zł
SPC Zabłockiego				
10	Budynek SPC o pow. ok. 50 m ²	200 000	1	200 000
11	Instalacja PV o mocy 10 kWp	40 000	1	40 000
12	Pompy	75 848	2	151 696
13	AKP z falownikami pomp	120 000	1	120 000
14	Hydraulika	651 400	1	651 400
15	Przyłącze ok. 10 mb 2 x DN 250	35 000	1	35 000
SPC Zabłockiego razem:				1 198 096
Nowa sieć ciepłownicza z C-14				
16	Nowa sieć ciepłownicza o długości ok. 820 mb 2 x DN 300	1 935 200	1	1 935 200
17	Nowa sieć ciepłownicza o długości ok. 960 mb 2 x DN 250	2 688 000	1	2 688 000
Nowa sieć ciepłownicza z C-14 razem:				4 623 200
Projekt digitalizacji sieci ciepłowniczej PEC Gniezno razem:				9 079 701 zł

Wariant III nie jest rekomendowany, i nie będzie rozpatrywany w kolejnych krokach, z uwagi na fakt, że końcowo nie zapewnia zmniejszenia zużycia energii pierwotnej/końcowej. Pomimo

zmniejszenia strat ciepła o 1 552 GJ powoduje wzrost energii pompowania – w przeliczeniu na zużycie energii pierwotnej jest to 4 488 GJ.

4.2.4 Wskaźniki jednostkowe dla rozpatrywanych wariantów

W poniższej tabeli przedstawiono jednostkowe wskaźniki nakładów na uzyskanie oszczędności GJ energii pierwotnej oraz wskaźnik nakładów na uzyskanie zmniejszenia emisji CO₂ o 1 tonę w skali roku.

Tabela 25 Wskaźniki jednostkowe rozpatrywanych wariantów

Zbiornicze wyniki analizy hydraulicznej dla rozpatrywanych wariantów pracy sieci ciepłowniczej							
Wariant		Krzywa grzewcza	Średnioroczne straty	Średnioroczne straty	Średnioroczne zużycie energii na pompowanie	Nakłady/ ΔE_p	ΔCO_2 /nakłady
Nr	Opis		[GJ]	[MWh]	[MWh]	[zł/GJ]	[zł/tonę CO ₂]
I	Zmniejszone pompowanie w C13 - istniejąca pompownia Sobieskiego oraz 1 nowa SPC (Zabłockiego)	110°C zasilanie dla -18°C zewn. (Powrot 46,7°C przy +5°C) Zamykanie spinek (K31/11, K49)	62 013,05	17 225,85	809,07	779,85	8 149,52
II	Zmniejszone pompowanie w C13 i C14 - 2 nowe SPC (Zabłockiego i Strumykowa)	110°C zasilanie dla -18°C zewn. (Powrot 46,7°C przy +5°C) Zamykanie spinek (K31/11, K49)	61 987,65	17 218,79	735,41	798,63	8 719,09

4.2.5 Podsumowanie

W pierwszym kroku przeprowadzono całościowy audyt systemu ciepłowniczego PEC Gniezno, którego wyniki umieszczono w dokumencie pn. „Audyt sieci ciepłowniczej w przedsiębiorstwie ciepłowniczym PEC Gniezno (audyt ex ante)” obejmujący swoim zakresem:

- Istniejące w systemie źródła ciepła (C-13 i C-14), sposób ich regulacji i prowadzenia, tabele regulacyjne, ciśnienia dyspozycyjne na progu źródeł, osiągnięte moce w zależności od temperatury zewnętrznej,
- Istniejące w systemie stacje podnoszenia ciśnień (SPC Sobieskiego) oraz zakres ich pracy i wpływ na stabilizację pracy sieci ciepłowniczej,
- Wykorzystywane obecnie systemy telemetrii (TelWin), liczba węzłów dostępnych w tym systemie, w tym liczba węzłów krytycznych służących do regulacji hydraulicznej sieci ciepłowniczej,
- Ilość, rodzaj, moce i wyposażenie węzłów cieplnych (375 szt.),
- Długość, średnice, technologię wykonania i stan techniczny sieci ciepłowniczych (51,95 km), ciśnienia i temperatury zadane i realizowane oraz straty ciepła.

Następnie stworzono model hydrauliczny sieci ciepłowniczej i wykonano obliczenia hydrauliczne z wykorzystaniem programu komputerowego Audytor SCW 3.07.01.558.

Przeprowadzono wielokryterialną symulację pracy systemu ciepłowniczego PEC Gniezno z uwzględnieniem możliwych działań w zakresie telemetrii, wyposażenia węzłów ciepłych, sposobu regulacji pracy systemu ciepłowniczego (źródła, sieci ciepłowniczych i stacji podnoszenia ciśnień), w celu wytypowania działań przynoszących najlepszy efekt obniżenia ilości zużycia energii pierwotnej i emisji CO₂.

Wytypowano 3 warianty działań i dla każdego z nich przeprowadzono symulacje i obliczenia efektów dla różnych parametrów pracy systemu ciepłowniczego.

Poniżej przedstawiono trzy warianty, które zostały poddane dalszej analizie techniczno-ekonomicznej.

Tabela 26 Podsumowanie wariantów

Wariant		Krzywa grzewcza
Nr	Opis	
I	Zmniejszone pompowanie w C13 - istniejąca pompownia Sobieskiego oraz 1 nowa SPC (Zabłockiego)	110°C zasilanie dla -18°C zewn. (powrót 46,7°C przy +5°C) Zamykanie spinek (K31/11, K49)
II	Zmniejszone pompowanie w C13 i C14 - 2 nowe SPC (Zabłockiego i Strumykowa)	110°C zasilanie dla -18°C zewn. (powrót 46,7°C przy +5°C) Zamykanie spinek (K31/11, K49)
III	Zmniejszone pompowanie w C13 i C14 - rozbudowa sieci ciepłowniczej z C14 oraz nowa SPC Zabłockiego	110°C zasilanie dla -18 °C zewn.

Wariant I obejmuje:

- Zakup licencji i wdrożenie rozwiązania chmurowego systemu IT do nadzorowana pracy wszystkich elementów systemu ciepłowniczego
- Zapewnienie dwustronnej komunikacji ze wszystkimi węzłami i ich licznikami ciepła, w tym możliwość zdalnej regulacji i transmisji danych
- Wyposażenie kolejnych 19 węzłów ciepłych w przetworniki ciśnień
- Budowę nowej stacji podnoszenia ciśnień (SPC Zabłockiego) wraz z instalacją PV i wpięcie do nowego systemu telemetrii (zdalna regulacja i transmisja danych)
- Zakup, montaż i wpięcie do nowego systemu telemetrii detektorów awarii sieci preizolowanych.

Wariant II obejmuje:

- Zakup licencji i wdrożenie rozwiązania chmurowego systemu IT do nadzorowana pracy wszystkich elementów systemu ciepłowniczego
- Zapewnienie dwustronnej komunikacji ze wszystkimi węzłami i ich licznikami ciepła, w tym możliwość zdalnej regulacji i transmisji danych

- Wyposażenie kolejnych 19 węzłów ciepłych w przetworniki ciśnień
- Budowę dwóch nowych stacji podnoszenia ciśnień (SPC Zabłockiego i SPC Strumykowa) wraz z instalacjami PV i wpięcie do nowego systemu telemetrii (zdalna regulacja i transmisja danych)
- Opcjonalnie, zakup, montaż i wpięcie do nowego systemu telemetrii detektorów awarii sieci preizolowanych.

Wariant III obejmuje:

- Zakup licencji i wdrożenie rozwiązania chmurowego systemu IT do nadzorowana pracy wszystkich elementów systemu ciepłowniczego
- Zapewnienie dwustronnej komunikacji ze wszystkimi węzłami i ich licznikami ciepła, w tym możliwość zdalnej regulacji i transmisji danych
- Wyposażenie kolejnych 19 węzłów ciepłych w przetworniki ciśnień
- Budowę nowej stacji podnoszenia ciśnień (SPC Zabłockiego) wraz z instalacją PV i wpięcie do nowego systemu telemetrii (zdalna regulacja i transmisja danych)
- Budowę nowej magistrali wyjściowej z ciepłowni C-14
- Opcjonalnie, zakup, montaż i wpięcie do nowego systemu telemetrii detektorów awarii sieci preizolowanych.

Rekomendacja:

W poniższej tabeli przedstawiono kryteria zastosowane do wyboru wariantu rekomendowanego.

Tabela 27 Kryteria wyboru rekomendowanego wariantu

Kryteria wyboru rekomendowanego wariantu											
Wariant		Kryterium wysokość nakładów (od najwyższych)			Kryterium oszczędność energii pierwotnej (od najmniejszej)			Kryterium oszczędność emisji CO2 (od najmniejszej)			SUMA PUNKTÓW
Nr	Opis	Miejsce	Waga	L. punktów	Miejsce	Waga	L. punktów	Miejsce	Waga	L. punktów	L. punktów
I	Zmniejszone pompowanie w C13 - istniejąca pompownia Sobieskiego oraz 1 nowa SPC (Zabłockiego)	3	1	3	2	3	6	2	2	4	13
II	Zmniejszone pompowanie w C13 i C14 - 2 nowe SPC (Zabłockiego i Strumykowa)	2	1	2	3	3	9	3	2	6	17
III	Zmniejszone pompowanie w C13 i C14 - rozbudowa sieci ciepłowniczej z C14 oraz nowa SPC Zabłockiego	1	1	1	1	3	3	1	2	2	6

Nie rekomenduje się realizacji wariantu III z uwagi na brak zmniejszenia zużycia energii pierwotnej i emisji CO₂, głównie z uwagi na zwiększoną energię pompowania.

Z pozostałych wariantów w pierwszej kolejności rekomendowany jest wariant II z uwagi na największe zmniejszenie zużycia energii pierwotnej i emisji CO₂, przy porównywalnych kosztach jednostkowych, zmniejszenia zużycia energii pierwotnej i zmniejszenia emisji, jak wariant I.

5 Plan wdrożenia przedsięwzięcia

5.1 Struktura organizacyjna jednostki odpowiedzialnej za wdrażanie przedsięwzięcia.

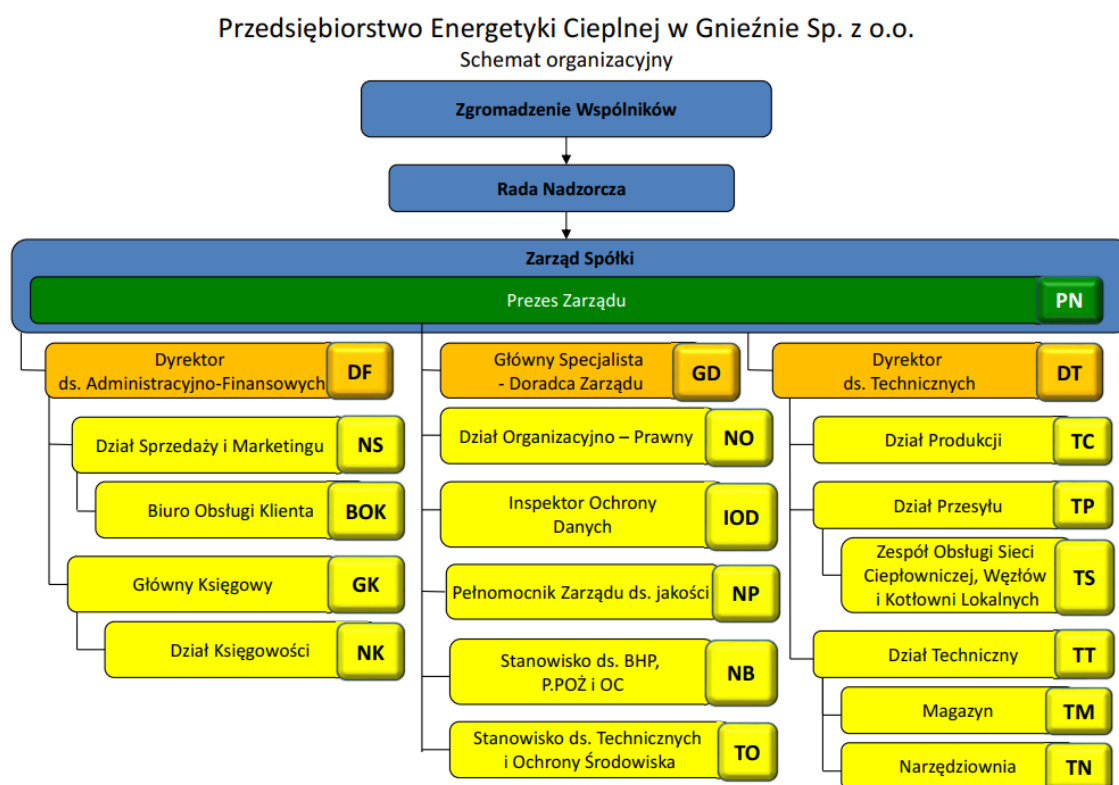
Zasoby personalne przedstawiono w tabeli poniżej. Realizacja projektu nie wpłynie na zmiany w zasobach personalnych.

Tabela 28 Zasoby personalne – zatrudnienie w 2022 r.

Lp.	Zatrudnienie w PEC Gniezno	2022 r.
Zatrudnienie razem		88
1.	Pracownicy Produkcyjni:	49
2.	Pracownicy Nieprodukcyjni:	39

Wszyscy pracownicy mają odpowiednie kwalifikacje i uprawnienia określone przepisami szczegółowymi oraz staż pracy w ciepłownictwie.

Poniżej przedstawiona została struktura organizacyjna Przedsiębiorstwa.



Rysunek 7 Struktura organizacyjna PEC Gniezno – stan na 13.02.2023

Realizacja projektu nie spowoduje zmian w istniejącej strukturze organizacyjnej systemu.

5.2 Niezbędne działania instytucjonalne i administracyjne.

W projekcie digitalizacji sieci ciepłowniczej na terenie Gniezna, będzie występować jeden Wnioskodawca – PEC Sp. z o.o., która będzie jedynym Beneficjentem przyznanych środków, właścicielem wytworzonego w ramach projektu majątku oraz jego eksploatatorem i jednocześnie jednostką odpowiedzialną za wdrażanie przedsięwzięcia.

Zaplanowany model instytucjonalny w czasie realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia przewiduje, że prawa i obowiązki beneficjenta dotacji i pożyczki właściciela aktywów oraz zleceńodawcy kontraktów wejdzie w całości beneficjent – PEC Sp. z o.o.

5.3 Przygotowanie do realizacji przedsięwzięcia (stan wynikający z uzyskanych decyzji/pozwoleń).

Na dzień składania wniosku o dofinansowanie Wnioskodawca dysponuje poniższymi dokumentami niezbędnymi do rozpoczęcia prac nad realizacją przedsięwzięcia:

1. Dokumentacją aplikacyjną dla niniejszego przedsięwzięcia w ramach programu priorytetowego "Digitalizacja sieci ciepłowniczych, konkursu 69/NC/AO/4.13/2022/pożyczka_2023_FM oraz 70/NC/AO/4.13/2022/dotacja_2023_FM

2. Audytem systemu ciepłowniczego PEC Gniezno, który został opracowany w celu określenia możliwych do podjęcia działań w zakresie digitalizacji sieci ciepłowniczej, określeniu ich optymalnego zakresu i niezbędnych nakładów. Audyt zawiera:

- ✓ opis i inwentaryzację elementów sieci ciepłowniczej wskazanej do digitalizacji
- ✓ informację o statusie efektywnego systemu ciepłowniczego oraz informację, czy przed digitalizacją wskazany system spełnia kryteria "efektywnego system ciepłowniczego"
- ✓ wskazanie elementów systemu ciepłowniczego do objęcia digitalizacją
- ✓ uzasadnienie celowości digitalizacji wskazanych elementów systemu ciepłowniczego
- ✓ wariantowa analiza możliwości poprawy efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego poprzez jego digitalizację
- ✓ wskazanie zalecanych działań eksploatacyjnych wykorzystujących zdigitalizowany system ciepłowniczy niezbędnych dla uzyskania oszczędności energii z podziałem na pierwotną i końcową
- ✓ zebranie miesięcznych danych roku odniesienia wg Metodyki Programu Priorytetowego "digitalizacja sieci ciepłowniczej"

5.4 Harmonogram rzeczowo-finansowy przedsięwzięcia.

Projekt pn. „Digitalizacja sieci ciepłowniczych w Gnieźnie” podzielony został na trzy etapy realizacyjne, z których każdy zawiera zadanie konieczne do wykonania przez PEC Sp. z o.o. w celu prawidłowej realizacji projektu. Takie podejście umożliwiło stworzenie planu wdrożenia i eksploatacji Projektu, którego wybrane działania zostały przedstawione poniżej:

- Etap I – Aplikacja o środki NFOŚiGW:
 - Przygotowanie Studium Wykonalności Projektu wraz z Wnioskiem,
 - Złożenie wniosku o dofinansowanie projektu,
 - Ocena wniosku przez NFOŚiGW (Formalna i Merytoryczna),
 - Aktualizacja zakresu objętego projektem przed jego rozpoczęciem,
 - Podpisanie umowy o dofinansowanie,
- Etap II – Przygotowanie Projektu:
 - Opracowanie dokumentacji przetargowej oraz przeprowadzenie przetargu dot. wyłonienia Inspektora nadzoru oraz Wykonawcy
 - Wykonanie dokumentacji projektowej
 - Uzyskanie wszystkich niezbędnych uzgodnień,
- Etap III – Realizacja Projektu:
 - Prace wykonawcze/instalacyjne/budowlane,
 - Wykonanie dokumentacji podwykonawczej,
 - Oddanie do użytkowania.

Najważniejszy, z punktu widzenia realizacji projektu, jest Etap III – etap realizacji. Planowany przez Spółkę rzeczowy okres realizacji projektu to 42 miesiące - od II kwartału 2024 r. do III kwartału 2027 r.

W I kwartale 2024 r. Wnioskodawca planuje przeprowadzić prace przygotowawcze niezbędne do rozpoczęcia realizacji projektu. Dotyczy to przede wszystkim przeprowadzenia procedur przetargowych dot. wyłonienia inspektora nadzoru oraz wykonawcy i dostawcy robót budowlanych i technologii, a następnie podpisanie umów. Po podpisaniu umowy, jeszcze w II kwartale 2024 r. przygotowana zostanie przez Wykonawcę dokumentacja projektowa, na podstawie, której rozpoczną się prace rzeczowe. Z końcem III kw. 2027 r. planowane jest zakończenie realizacji projektu.

Tak więc rzeczowa realizacja projektu związana z digitalizacją sieci ciepłowniczych Gniezna planowana zaplanowana została na okres II kw. 2024 r. - III kw. 2027 r.

Harmonogram realizacji projektu przedstawiono poniżej i zawarto w nim informacje nt. ogłaszania postępowania przetargowego, podpisywania umowy z wykonawcą i realizacji poszczególnych etapów przedsięwzięcia. Należy zaznaczyć, iż ww. harmonogram może ulec ewentualnej zmianie.

Tabela 29. Harmonogram realizacji projektu pn. " Digitalizacja sieci ciepłowniczych w Gnieźnie"

<i>Lp.</i>	<i>Data</i>	<i>Rodzaj działań</i>
1	I/II kw. 2023	Przygotowanie dokumentacji aplikacyjnej dla niniejszego projektu
2	I kw. 2024 r.	Ogłoszenie przetargu dot. wyboru inspektora nadzoru oraz podpisanie umowy
	I kw. 2024 r.	Ogłoszenie przetargu dot. wyboru wykonawcy(ów) oraz podpisanie umowy
	I/II kw. 2024 r.	Ogłoszenie przetargu dot. wyboru dostawcy(ów) urządzeń/licencji/oprogramowania oraz podpisanie umowy
	II kw. 2024 r.	Opracowanie dokumentacji projektowej
	II kw. 2024 r.	Rozpoczęcie realizacji projektu
3	30.09.2027 r.	Planowana data rzeczowego zakończenia projektu (ostatni końcowy protokół).

Uzasadnienie wysokości kosztów

Zakres oraz wartości poszczególnych kosztów projektu przewidzianych do dofinansowania były weryfikowane w oparciu o zapisy zawarte w programie priorytetowym „Digitalizacja sieci ciepłowniczych” oraz wytyczne NFOŚiGW dot. kwalifikowalności kosztów przyjęte Uchwałą Zarządu NFOŚiGW nr B/26/1/2021 z dnia 28.06.2021 r.

Całkowite koszty przedsięwzięcia brutto oszacowano na poziomie 6 756 736 zł, z czego 5 493 282 zł wynoszą koszty netto inwestycji, które stanowią również wartość kosztów kwalifikowanych, natomiast kwota 1 263 454 zł stanowi podatek VAT od wydatków inwestycyjnych, a także koszt niekwalifikowany projektu.

Szacowane koszty w zakresie niniejszego projektu przyjęto na podstawie przeprowadzonego przez Wnioskodawcę na potrzeby przygotowywania niniejszej dokumentacji aplikacyjnej dla przedmiotowego przedsięwzięcia rozeznania rynku, a także opracowanego audytu energetycznego.

W tabeli poniżej przedstawiono harmonogram rzeczowo- finansowy związany z realizacją modernizacji Systemu Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Gnieźnie w ramach Programu Priorytetowego „Digitalizacja Sieci Ciepłowniczych”.

Pełne zestawienie wydatków netto wraz z harmonogramem realizacji zaprezentowano w Tabeli 1.1. w modelu finansowym stanowiącego załącznik nr 11 do niniejszego wniosku.

Łączne szacunkowe koszty inwestycyjne netto zostały podzielone zgodnie z poniższym harmonogramem na poszczególne lata realizacji projektu tj. 2024-2027 r.

Tabela 30 Harmonogram rzeczowo-finansowy projektu

	2023	2024	2025	2026	2027	Razem
Prace projektowe	-	120 000	-	-	-	120 000
Wdrożenie modułów odczytu w węzłach ciepłych bez zasilania	-	28 000	84 000	-	-	112 000
Wdrożenie modułów odczytu w węzłach ciepłych z zasilaniem	-	358 875	1 076 625	-	-	1 435 500
Montaż przetworników ciśnienia w węzłach ciepłych	-	-	28 500	9 500	-	38 000
Montaż wodomierzy z mbus w węzłach ciepłych	-	-	168 750	56 250	-	225 000
Wymiana liczników ciepła w węzłach ciepłych	-	-	56 076	168 229	-	224 305
Dostaw i montaż detektorów awarii sieci preizolowanej	-	-	-	120 000	-	120 000
Dostosowanie systemu telemetrii	-	-	-	15 000	-	15 000
Zakup licencji systemu IT	-	-	-	230 000	-	230 000
Modernizacja rozdzielni zasilających i AKPiA w węzłach ciepłych	-	-	214 650	643 950	-	858 600
Budynek SPC Zabłockiego	-	-	-	100 000	100 000	200 000
Instalacja PV	-	-	-	-	40 000	40 000
Pompy	-	-	-	-	151 696	151 696
AKP z falownikami pomp	-	-	-	-	120 000	120 000
Układ hydrauliczny	-	-	-	-	651 400	651 400
Przyłącze 2 x DN 250	-	-	-	-	35 000	35 000
Budynek SPC Strumykowa	-	-	-	100 000	100 000	200 000
Instalacja PV	-	-	-	-	40 000	40 000
Pompy	-	-	-	-	72 281	72 281
AKP z falownikami pomp	-	-	-	-	100 000	100 000
Układ hydrauliczny	-	-	-	-	424 500	424 500
Przyłącze 2 x DN 250	-	-	-	-	20 000	20 000
Nadzór inwestorski	-	4 800	19 200	20 400	15 600	60 000
Razem koszty netto kwalifikowalne	-	511 675	1 647 801	1 463 329	1 870 477	5 493 282
Razem koszty netto niekwalifikowalne	-	-	-	-	-	-
Razem koszty netto	-	511 675	1 647 801	1 463 329	1 870 477	5 493 282
VAT	-	117 685	378 994	336 566	430 210	1 263 455
Razem koszty brutto	-	629 360	2 026 795	1 799 895	2 300 687	6 756 737

6 Finansowanie przedsięwzięcia

6.1 Analiza zdolności Wnioskodawcy do obsługi planowanego zadłużenia związanego z realizacją przedsięwzięcia.

Przewidywany model instytucjonalny realizacji przedsięwzięcia zakłada, iż Wnioskodawcą w ramach niniejszego wniosku jest PEC Sp. z o.o. w Gnieźnie. Spółka będzie Beneficjentem przyznanego dofinansowania, a także będzie odpowiedzialna za realizację projektu i jego poprawne funkcjonowanie. Przygotowane prognozy finansowe dla spółki wskazują na pełną możliwość obsługi planowanego zadłużenia, z zachowaniem znaczącego marginesu rezerwy.

6.2 Planowane koszty całkowite przedsięwzięcia.

Całkowite koszty przedsięwzięcia brutto oszacowano na poziomie 6 756 736 zł, z czego 5 493 282 zł wynoszą koszty netto inwestycji, które stanowią również wartość kosztów kwalifikowanych, natomiast kwota 1 263 454 zł stanowi podatek VAT od wydatków inwestycyjnych, a także koszt niekwalifikowany projektu. Pełne zestawienie wydatków netto wraz z harmonogramem realizacji zaprezentowano w Tabeli 1.1. w modelu finansowym.

Całość kosztów netto przedsięwzięcia wskazanych w modelu finansowym przyjęto jako kwalifikowalne.

Tabela 31 Nakłady finansowe projektu

	Razem
Prace projektowe	120 000
Wdrożenie modułów odczytu w węzłach ciepłych bez zasilania	112 000
Wdrożenie modułów odczytu w węzłach ciepłych z zasilaniem	1 435 500
Montaż przetworników ciśnienia w węzłach ciepłych	38 000
Montaż wodomierzy z mbus w węzłach ciepłych	225 000
Wymiana liczników ciepła w węzłach ciepłych	224 305
Dostaw i montaż detektorów awarii sieci preizolowanej	120 000
Dostosowanie systemu telemetrii	15 000
Zakup licencji systemu IT	230 000
Modernizacja rozdzielni zasilających i AKPiA w węzłach ciepłych	858 600
Budynek SPC Zabłockiego	200 000
Instalacja PV	40 000
Pompy	151 696
AKP z falownikami pomp	120 000
Układ hydrauliczny	651 400
Przyłącze 2 x DN 250	35 000
Budynek SPC Strumykowa	200 000
Instalacja PV	40 000
Pompy	72 281
AKP z falownikami pomp	100 000
Układ hydrauliczny	424 500
Przyłącze 2 x DN 250	20 000
Nadzór inwestorski	60 000
Razem koszty netto kwalifikowalne	5 493 282
Razem koszty netto niekwalifikowalne	-
Razem koszty netto	5 493 282
VAT	1 263 454
Razem koszty brutto	6 756 736

6.3 Planowane źródła finansowania przedsięwzięcia

6.3.1 Środki własne

Zaplanowany model instytucjonalny w czasie realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia przewiduje, że prawa i obowiązki beneficjenta dotacji i pożyczki właściciela aktywów oraz zleceniodawcy kontraktów wejdzie w całości beneficjent – PEC w Gnieźnie Sp. z o.o. W ramach niniejszego kosztem niekwalifikowany, którego sfinansowanie będzie leżało po stronie Spółki jest podatek VAT w kwocie 1 263 454 zł

6.3.2 Środki NFOŚiGW

Wnioskodawca planuje pozyskać środki NFOŚiGW na sfinansowanie kosztów kwalifikowalnych przedsięwzięcia w formie:

- bezzwrotnej dotacji w kwocie 2 746 641 zł oraz
- pożyczki na warunkach komercyjnych, w kwocie równej kwocie dotacji.

Dla finansowania pożyczką NFOŚiGW przyjęto następujące założenia:

- okres finansowania wyniesie 15 lat, czyli 60 kwartałów, z czego 6 kwartałów obejmie okres inwestycji, 2 kwartały karencja spłaty kapitału a 52 kwartałów spłata kapitału w równych ratach,
- oprocentowanie na zasadach komercyjnych równe będzie stopie bazowej (na moment składania wniosku 7,62% p.a.) powiększonej o marżę odpowiadającą ratingowi sytuacji finansowej beneficjenta (rating „dobry” – marża 75 p.b.), odsetki będą naliczane i spłacane na bieżąco w okresach kwartalnych.

6.3.3 Zewnętrzne źródła finansowania

Nie zakłada się wykorzystania dodatkowych zewnętrznych źródeł finansowania.

7 Analiza finansowa

7.1 Analiza bieżącej sytuacji finansowej Wnioskodawcy

Szczegółowe sprawozdania finansowe Wnioskodawcy za lata obrotowe 2019/20-2021/2022 zaprezentowano w Tabelach 4.1-4.4 (zakładka „DF”) w załączonym modelu finansowym. Podsumowanie wyników wraz z wyliczeniem głównych wskaźników sytuacji finansowej zawierają tabele 2.1-2.4 (zakładka „Obliczenia”).

Na podstawie prezentowanych wyników można stwierdzić, że w okresie tym spółka zanotowała wzrost rentowności (mierzonej zarówno w odniesieniu do sprzedaży jak i kapitału własnego i majątku) do poziomu typowego dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, prowadzących działalność regulowaną. Wskaźniki płynności wykazują wysoki poziom bezpieczeństwa finansowego. Czasy rotacji należności oraz zobowiązań wynoszą 50 i 90 dni. Wskaźniki zadłużenia są relatywnie niskie i stabilne, przy ciągłym wykorzystaniu przez spółkę pożyczek w celu finansowania inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych. Wskaźnik poziomu obsługi zadłużenia jest wysoki i wynosi ponad 3.

7.2 Założenia i metodyka analizy finansowej

Przeprowadzenie analizy finansowej ma na celu w szczególności:

- ustalenie właściwego poziomu dofinansowania z funduszy UE,
- ocenę finansowej rentowności inwestycji i kapitału krajowego, poprzez ustalenie wartości wskaźników efektywności finansowej projektu,
- weryfikację trwałości finansowej projektu i beneficjenta/operatora.

Zastosowana metoda analizy finansowej jest zgodna z „Wytycznymi Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju w zakresie zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód i projektów hybrydowych na lata 2014-2020”, w szczególności:

- analiza została przeprowadzona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF),
- w analizie uwzględniono jedynie rzeczywiste przepływy środków pieniężnych z zastosowaniem metody kasowej,
- w analizie uwzględniono wartość rezydualną po okresie odniesienia jako równą wartości niezamortyzowanych aktywów projektu na koniec tego okresu,
- analiza finansowa wykonana jest w cenach bieżących,

- zgodnie z Wytycznymi dla analizy prowadzonej w cenach bieżących przyjęto finansową stopę dyskontową w wysokości 6%,
- wielkości makroekonomiczne, w szczególności dotyczące inflacji, wzrostu cen energii i płac oraz stopy procentowej przyjęto na podstawie aktualnej projekcji inflacji NBP z marca 2023 r. – szczegółowe wartości wskaźników zaprezentowano w Tabeli 2.5 w załączonym modelu finansowym,
- z uwagi na fakt, że inwestor może odzyskać podatek VAT związany z realizacją inwestycji, przyjęto zasadę, że koszty kwalifikowane będą kosztami netto, a analizę finansową również przeprowadzono uwzględniając ceny netto,
- z uwagi na charakter inwestora, przy sporządzaniu prognoz finansowych przyjęto opodatkowanie podatkiem dochodowym przy stopie 19%,
- zakłada się, że inwestycja będzie prowadzona w latach 2024-2027, przy czym właściwe prace budowlano-montażowe rozpoczną się w 4 kwartale 2024 a uruchomienie całości nastąpi z początkiem 4 kwartału 2027 r.,
- dla projektu, z uwagi na jego specyfikę, przyjęto metodę analizy finansowej, polegającą na przygotowaniu prognozy finansowej dla operatora, a jednocześnie inwestora projektu,

Zgodnie z Wytycznymi oraz załącznikiem I do Rozporządzenia nr 480/2014 okres odniesienia dla sektora energii powinien wynosić 15-25 lat. Biorąc pod uwagę oczekiwaną żywotność techniczną urządzeń i instalacji okres odniesienia przyjęto na maksymalnym poziomie tj. 25 lat. Pierwszym rokiem okresu odniesienia jest rok 2023 jako rok złożenia wniosku o dofinansowanie.

Do oceny finansowej efektywności projektu inwestycyjnego wykorzystano podstawowe mierniki efektywności wykorzystywane w metodzie dyskontowej tj. wartość zaktualizowaną netto (NPV) oraz wewnętrzną stopę zwrotu (IRR). Mierniki te określono w dwóch wariantach: przepływów dla całości kapitału finansującego projekt (FNPV/C, FRR/C) oraz przepływów dla kapitału krajowego (FNPV/K, FRR/K). Przepływy gotówki stanowiące podstawę do obliczenia wartości tych wskaźników nie uwzględniają zmian w kapitale obrotowym oraz podatku dochodowego.

Analiza trwałości finansowej opiera się na prognozie finansowej inwestora z uwzględnieniem przedsięwzięcia, obejmującej przychody i koszty operacyjne, nakłady inwestycyjne i źródła ich finansowania, zmiany w kapitale obrotowym oraz spłatę zewnętrznych źródeł finansowania.

7.3 Założenia i metodyka analizy finansowej

Głównym przedmiotem działalności Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością, jest produkcja i dystrybucja ciepła systemowego. PEC w Gnieźnie produkuje i dostarcza Ciepło systemowe na terenie miasta Gniezna i Pobiedzisk. W Gnieźnie w zakresie sieciowych dostaw ciepła PEC jest jedynym wytwórcą i dystrybutorem. Ciepło systemowe dostarczane jest przede wszystkim mieszkańcom budynków wielorodzinnych, instytucjom publicznym, szpitalom, placówkom oświatowym (szkoły i przedszkola) oraz przedsiębiorstwom. Udział sprzedaży ciepła systemowego w podziale na grupy odbiorców, obsługiwanych przez PEC, kształtuje się następująco:

- 70 % – odbiór na cele mieszkaniowe (spółdzielnie mieszkaniowe, przedsiębiorstwa komunalne, wspólnoty mieszkaniowe, osoby fizyczne),
- 21 % – na cele obiektów użyteczności publicznej (szpitale, szkoły, przedszkola),
- 9 % – pozostałe obiekty, w tym przedsiębiorstwa (firmy produkcyjne, usługowe i handlowe).

Działalność Spółki w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji Ciepła systemowego regulowana jest przepisami prawa energetycznego i ze względu na wielkość potencjału produkcyjnego podlega koncesjonowaniu przez Urząd Regulacji Energetyki.

Uzyskanie koncesji pociąga za sobą obowiązek przygotowania do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, a następnie do stosowania „Taryfy dla ciepła”. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o. o. ma zatem ograniczone możliwości w samodzielnym kształtowaniu wysokości cen za ciepło systemowe.

Całe wyprodukowane ciepło systemowe PEC w Gnieźnie pochodzi z własnych obiektów wytwórczych. Moce produkcyjne przedsiębiorstwa obejmują:

- 2 ciepłownie opalane miałem węglowym o łącznej mocy cieplnej 87,225 MW,
- 9 kotłowni gazowych o łącznej mocy cieplnej 2,31 MW.

Ciepło dostarczane jest odbiorcom za pośrednictwem sieci ciepłej o łącznej długości 51,95 km, w tym 39,003 km w technologii rur preizolowanych (7,00%) i przekazywana poprzez 378 węzłów cieplnych (w tym 321 własnych i 57 będących własnością odbiorców).

Energię ciepłą dostarczana jest jej użytkownikom w standardzie przewidzianym dla ciepła systemowego. Oznacza to, że klientom gwarantowany jest produkt, który pozwala w sposób najbardziej bezpieczny, optymalny i wygodny zapewnić komfort cieplny. Ciepło systemowe to także produkt przyjazny dla zdrowia i środowiska naturalnego. I co nie pozostaje bez znaczenia jest to produkt relatywnie najtańszy na rynku. Ciepło systemowe, wytwarzane jest podczas w pełni kontrolowanego procesu spalania, w wyniku którego, w możliwie najmniejszym stopniu zanieczyszczane jest środowisko naturalne.

Poza produkcją i dystrybucją Ciepła systemowego, Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie świadczy także usługi związane z szeroko rozumianą energetyką ciepłą. PEC w Gnieźnie prowadzi na zlecenia zewnętrzne między innymi eksploatację urządzeń ciepłowniczych oraz ich konserwację, remonty i modernizacje urządzeń ciepłowniczych, sieci ciepłowniczych i węzłów ciepłych, wydaje warunki techniczne dla obiektów przyłączanych do eksploatowanej przez siebie sieci ciepłowniczej, a także kontroluje powierzone urządzenia ciepłownicze. Przychody z tej działalności nie są jednak znaczące i stanowią niecałe 2% całkowitych przychodów ze sprzedaży produktów i usług przedsiębiorstwa.

Dane dotyczące sprzedaży ciepła oraz pozostałych produktów i usług za ostatnie 4 lata obrotowe zaprezentowano w tabeli poniżej.

Tabela 32 Sprzedaż i przychody PEC w Gnieźnie

		2018 /2019	2019 / 2020	2020/2021	2021/2022
Moc zamówiona na koniec roku	MW	76,94	78,23	80,67	82,13
Sprzedaż ciepła	GJ	353 273	358 767	391 707	410 739
Przychody ze sprzedaży ciepła	tys. zł	23 668	27 008	30 192	33 270
Średnia cena ciepła (netto)	zł/GJ	67,00	75,28	77,08	81,00
Przychody z pozostałej sprzedaży	tys. zł	672	1 065	527	572
Razem sprzedaż produktów i usług	tys. zł	24 341	28 072	30 720	33 842

W tym okresie PEC w Gnieźnie sukcesywnie zwiększał sprzedaż zarówno pod względem mocy zamówionej jak i dostaw ciepła. Wynika to z ciągłego rozwoju sieci i przyłączania nowych odbiorców a także z rozpoczęcia projektu wymiany węzłów ciepłych na dwufunkcyjne, czego efektem jest zastąpienie dostaw nośnika energii w celu przygotowania ciepłej wody użytkowej z gazu lub energii elektrycznej na ciepło systemowe. Działania te prowadzone będą w kolejnych latach, jednak na potrzeby prognozy przyjęto konserwatywnie utrzymanie sprzedaży na poziomie ostatniego okresu obrotowego, zakładając, że efekty nowych przyłączeń odbiorców kompensowane będą oszczędnościami ciepła w wyniku termomodernizacji. Jednak należy nadmienić, że na tle całego szacowanego zapotrzebowania na ciepło dla Gniezna istnieje znaczący potencjał zwiększenia udziału ciepła sieciowego w rynku.

Tabela 33 Udział PEC w Gnieźnie w lokalnym rynku ciepła

		Gniezno (1)	PEC w Gnieźnie	Udział
Zapotrzebowanie na moc ciepłą	MW	275,81	82,13	30%
Zapotrzebowanie ciepła	GJ/rok	2 631 111	410 739	16%

(1) Zapotrzebowanie na moc i energię ciepłą budynków zlokalizowanych na terenie miasta Gniezna, na podstawie „Aktualizacja Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Gniezna na lata 2021-2036”.

W skutek realizacji przedsięwzięcia, będącego przedmiotem niniejszego wniosku o dofinansowanie, nie nastąpi zwiększenie sprzedaży, a jedynie ograniczenie strat ciepła na przesył, a co za tym idzie zmniejszenie zapotrzebowania na wytwarzanie w źródłach opalanych miałem węglowym.

Prognozowaną średnią cenę sprzedaży ciepła przyjęto jako wartość bazową z roku obrachunkowego 2021/2022, indeksowaną w kolejnych latach o przewidywany wzrost cen nośników energii wg projekcji NBP.

7.4 Prognoza kosztów operacyjnych

Prognozę kosztów operacyjnych dla Wnioskodawcy bez uwzględnienia przedsięwzięcia Digitalizacja sieci ciepłowniczych w Gnieźnie sporządzono przy następujących założeniach:

- amortyzacja stanowi sumę umorzenia środków trwałych wg stanu na koniec ostatniego zamkniętego roku obrachunkowego oraz umorzenia majątku z nowych inwestycji odtworzeniowych, modernizacyjnych i rozwojowych,
- w kwocie amortyzacji zawarte jest również umorzenie uprawnień do emisji CO₂, odpowiednie do emisji w danym okresie,
- koszty zakupu paliwa (miał węglowy i gaz ziemny) oraz koszty energii elektrycznej indeksowane są o przewidywany wzrost cen nośników energii wg projekcji NBP,
- koszty pozostałych materiałów, usług obcych, podatków i opłat oraz pozostałe koszty rodzajowe indeksowane są prognozowaną inflacją,
- wynagrodzenia oraz świadczenia na rzecz pracowników indeksowane są wskaźnikiem wynagrodzeń nominalnych.

Prognoza kosztów, sporządzona wg powyższych założeń jest korygowana o oczekiwane efekty kosztowe przedsięwzięcia, wynikające z jego realizacji, a obejmujące:

- amortyzację środków trwałych, wyznaczoną przy jednolitej rocznej stawce amortyzacji 5%,
- redukcję kosztów zakupu paliwa (miał węglowy) oraz uprawnień do emisji CO₂ w wyniku ograniczenia strat sieciowych, a co za tym idzie zapotrzebowania na wytwarzanie ciepła w źródłach – szacowane oszczędności przyjęto zgodnie z wynikami audytu energetycznego dla Wariantu II,
- redukcję kosztów zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania wody sieciowej – oszczędność zużycia energii przyjęto zgodnie z wynikami audytu energetycznego dla Wariantu II.

Założenia efektów ilościowych oraz pieniężnych przedsięwzięcia przedstawiono w Tabeli 1.4 w modelu finansowym, natomiast szczegółowe wyliczenia prognozy kosztów dla Wnioskodawcy znajdują się w Tabelach 2.7 i 2.8.

7.5 Analiza zapotrzebowania na kapitał obrotowy Wnioskodawcy

Poszczególne pozycje kapitału obrotowego w prognozie finansowej dla okresu eksploatacji wyliczono na podstawie następujących założeń:

- na wartość zapasów na koniec roku obrachunkowego obliczana jest jako suma wartości zapasów paliwa węglowego (przy utrzymaniu obowiązkowej ilości paliwa, zapewniającej 30 dni pracy) oraz wartości nabytych a nie wykorzystanych uprawnień do emisji CO₂,

- krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług liczone są od wartości przychodów ze sprzedaży, przy zachowaniu rotacji z ostatniego zamkniętego roku obrotowego, należności z tytułu podatków uwzględniają rozliczenie VAT od ponoszonych nakładów inwestycyjnych,
- zobowiązania krótkoterminowe z tytułu dostaw i usług liczone są od wartości kosztów zakupu materiałów i energii oraz usług obcych, przy zachowaniu rotacji z ostatniego zamkniętego roku obrotowego.

Obliczenia kapitału obrotowego znajdują się w Tabeli 2.13 w modelu finansowym.

7.6 Prognoza rachunku zysków i strat

7.6.1 Prognoza kosztów i przychodów operacyjnych wyodrębnionych dla przedsięwzięcia

Realizacja przedsięwzięcia nie będzie powodować zmiany ilości ani cen sprzedaży ciepła. Efekty finansowe pojawią się natomiast po stronie kosztów – założenia przedstawiono w punkcie 6.4 powyżej natomiast szczegółowe zestawienie poszczególnych pozycji zaprezentowano w Tabelach 2.7 i 2.8 w modelu finansowym.

7.6.2 Prognoza rachunku zysków i strat dla Wnioskodawcy

Na podstawie przedstawionych w poprzednich punktach założeń przygotowano prognozy finansowe w postaci bilansów, rachunków zysków i strat oraz rachunku przepływów pieniężnych wnioskodawcy z przedsięwzięciem, będącym przedmiotem niniejszego Studium. Rachunek zysków i strat wnioskodawcy znajduje się w modelu finansowym w Tabeli 2.1 w arkuszu „Obliczenia”.

W rachunku zysków i strat uwzględniono efekty finansowe przedsięwzięcia prezentowanego w niniejszym studium: amortyzację nowopowstałego majątku trwałego, zmniejszenie umorzenia uprawnień do emisji CO₂, redukcję kosztów zakupu paliwa węglowego oraz energii elektrycznej. W pozostałych przychodach operacyjnych uwzględnione zostało rozliczenie wnioskowanej dotacji NFOŚiGW. W kosztach finansowych ujęto odsetki od pożyczki NFOŚiGW.

Zaprezentowane wyniki prognozy wskazują na zachowanie rentowności wnioskodawcy zarówno w okresie realizacji inwestycji jak i po rozpoczęciu nowego majątku.

7.7 Prognoza bilansu dla Wnioskodawcy

Prognoza bilansu znajduje się w modelu finansowym w Tabeli 2.2 w arkuszu „Obliczenia”. Uwzględniono w niej wartość nowego majątku trwałego powstałego w ramach inwestycji, przy czym obejmuje on kwoty wydatków rzeczowych netto przedsięwzięcia oraz odsetek okresu budowy. W skład aktywów obrotowych wchodzi wartość zapasów i należności krótkoterminowych generowanych przez projekt, wyliczonych zgodnie z założeniami przedstawionymi w punkcie 6.5 powyżej. Po stronie pasywów w zobowiązaniach długo- i krótkoterminowych zaprezentowane są odpowiednie kwoty, wynikające z zaciągnięcia i spłaty

pożyczki NFOŚiGW. Dotacja pozostająca do rozliczenia znajduje się w rozliczeniach międzyokresowych kosztów.

Wskaźniki finansowe będące pochodną bilansu wykazują dobrą prognozowaną sytuację finansową wnioskodawcy, w tym zachowanie płynności finansowej ze znaczącym zapasem bezpieczeństwa oraz wysoką wartość pokrycia majątku trwałego kapitałem stałym.

7.8 Prognoza rachunku przepływów pieniężnych dla Wnioskodawcy

Prognoza rachunku przepływów pieniężnych wnioskodawcy znajduje się w modelu finansowym w Tabeli 2.3 w arkuszu „Obliczenia”. Przepływy gotówki z działalności operacyjnej uwzględniają redukcję kosztów operacyjnych w wyniku realizacji przedsięwzięcia wraz z jej wpływem na kapitał obrotowy a także rozliczenie VAT od nakładów inwestycyjnych.

Przepływy z działalności inwestycyjne zawierają planowane wydatki netto projektu.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej uwzględniają wpływy pozwalające na sfinansowanie pełnych kosztów projektu, w tym zaciągnięcie pożyczki NFOŚiGW oraz uzyskanie dotacji NFOŚiGW. Po stronie wydatków finansowych zaprezentowana jest spłata zobowiązań dłużnych wraz z odsetkami. W prognozie nie uwzględniono wypłat na rzecz udziałowców. Przy konserwatywnych założeniach w zakresie przychodów i kosztów, Wnioskodawca wykazuje wysokość zdolną generowania środków pieniężnych, których wartość zapewni pokrycie przyszłych inwestycji.

7.9 Prognoza budżetu Wnioskodawcy

Ponieważ Wnioskodawca nie jest Jednostką Samorządu Terytorialnego, sporządzenie prognozy budżetu go nie dotyczy.

7.10 Analiza wskaźników efektywności finansowej (IRR, NPV) przedsięwzięcia

Sporządzone prognozy finansowe, w szczególności rachunek wpływu projektu na koszty inwestycyjne oraz operacyjne, stanowią podstawę do określenia wartości wskaźników efektywności finansowej planowanego przedsięwzięcia. Obliczenia te zaprezentowano w Tabeli 2.20 w modelu finansowym. Brano przy tym pod uwagę przepływy dla całości przedsięwzięcia (wskaźniki FNPV/C i FRR/C) oraz przepływy dla kapitału krajowego (wskaźniki FNPV/K i FRR/K). Uzyskane wyniki podsumowano w tabeli poniżej.

Tabela 34 Wskaźniki efektywności finansowej przedsięwzięcia

	FNPV [zł]	FRR [%]
Przepływy dla przedsięwzięcia	-374 455	5,12%
Przepływy dla kapitału krajowego	1 728 812	11,66%

7.11 Ocena wykonalności i trwałości finansowej

Wykonalność finansowa przedsięwzięcia zostanie zapewniona w wyniku pozyskania pożyczki oraz dotacji NFOŚiGW

Analiza trwałości finansowej ma na celu wykazanie, że zasoby finansowe na realizację analizowanego projektu zostały zapewnione i są one wystarczające do sfinansowania kosztów projektu podczas jego realizacji, a następnie eksploatacji w okresie odniesienia. W stosunku do beneficjenta, analiza trwałości powinna potwierdzać, że wskaźnik pokrycia obsługi długu (WPOD) z wyłączeniem skutków prefinansowania projektu, jest nie niższy niż 1,2 w całym okresie odniesienia (przy czym WPOD definiowany jest jako: stan środków pieniężnych na początek roku + saldo przepływów z działalności operacyjnej + saldo przepływów z działalności inwestycyjnej + wpływy z działalności finansowej / wydatki z działalności finansowej).

Obliczenie wskaźnika WPOD dla spółki celowej przedstawiono w Tabeli 2.4 w modelu finansowym. Wykazuje ono, że w całym okresie prognozy spełniony jest warunek osiągnięcia wartości wskaźnika 1,2 a jego minimalna wartość wynosi 5,8

7.12 Ocena wyników analizy finansowej i analizy wskaźnikowej

Na podstawie przeprowadzonej analizy finansowej określono strukturę finansowania przedsięwzięcia, w tym udział dotacji i pożyczki ze środków NFOŚiGW. Uzyskane wyniki oceny efektywności finansowej potwierdzają zasadność zastosowania dofinansowania projektu w formie dotacji. Jednocześnie analiza wskaźnikowa oraz analiza trwałości finansowej wskazują na możliwość zachowania stabilnej pozycji finansowej beneficjenta w przypadku realizacji przedsięwzięcia przy wykorzystaniu zakładanych źródeł finansowania.

8 Ocena ryzyka i analiza wrażliwości

8.1 Ocena ryzyka

Każdemu zdarzeniu niepożądanemu przypisuje się prawdopodobieństwo (P), czyli możliwość jego wystąpienia. Poniżej przedstawiono zalecaną klasyfikację:

- A. bardzo nieprawdopodobne (prawdopodobieństwo wynoszące 0-10 %),
- B. nieprawdopodobne (prawdopodobieństwo wynoszące 10-33 %),
- C. całkiem prawdopodobne (prawdopodobieństwo wynoszące 33-66 %),
- D. prawdopodobne (prawdopodobieństwo wynoszące 66-90 %),
- E. bardzo prawdopodobne (prawdopodobieństwo wynoszące 90-100 %).

Dla każdego skutku podano dotkliwość (D) jego wpływu, w przedziale od I (brak wpływu) do V (katastrofalny), w oparciu o koszt lub straty dobrobytu społecznego wygenerowane przez projekt. Podane wartości umożliwiają klasyfikację ryzyka związanego z prawdopodobieństwem ich wystąpienia. Poniżej przedstawiono typową klasyfikację wpływu zdarzeń:

- I. Brak oddziaływania na dobrobyt społeczny, nawet pomimo braku działań zaradczych.
- II. Nieznaczny ubytek dobrobytu społecznego generowanego przez projekt, o minimalnym oddziaływaniu na jego długofalowe efekty. Niemniej jednak skutki wymagają działań zaradczych.
- III. Umiarkowane. Projekt powoduje ubytek dobrobytu społecznego, głównie straty finansowe, nawet w średnim i dłuższym okresie. Zmaterializowanym skutkom można skutecznie zaradzić.
- IV. Krytyczne. Projekt powoduje znaczny ubytek dobrobytu społecznego. Realizacja ryzyka niweczy podstawowe funkcje projektu. Działania zaradcze, nawet bardzo rozbudowane nie są w stanie zniwelować skutków.
- V. Katastrofalne. Wadliwość projektu, która może skutkować poważną lub nawet całkowitą utratą zakładanych funkcji. Główne średnio- i długookresowe cele nie zostaną osiągnięte.

Poziom ryzyka to połączenie prawdopodobieństwa i dotkliwości (PxD). Można określić przy tym następujące cztery poziomy ryzyka.

		Dotkliwość (D)				
		I	II	III	IV	V
Prawdopodobieństwo (P)	A	Niski (N)	Niski (N)	Niski (N)	Niski (N)	Umiarkowany (U)
	B	Niski (N)	Niski (N)	Umiarkowany (U)	Umiarkowany (U)	Wysoki (W)
	C	Niski (N)	Umiarkowany (U)	Umiarkowany (U)	Wysoki (W)	Wysoki (W)
	D	Niski (N)	Umiarkowany (U)	Wysoki (W)	Bardzo wysoki (BW)	Bardzo wysoki (BW)
	E	Umiarkowany (U)	Wysoki (W)	Bardzo wysoki (BW)	Bardzo wysoki (BW)	Bardzo wysoki (BW)

Na podstawie wyników analizy wrażliwości i uwzględniając niepewności związane z kwestiami, które nie są bezpośrednio odzwierciedlone w obliczeniach, przygotowano macierz ryzyka w celu określenia ewentualnych środków zapobiegających i zmniejszających ryzyko dla analizowanego przedsięwzięcia.

Ryzyko/opis	P	D	Px D	Zapobieganie	Ryzyko rezydualne
<p>Ryzyko regulacyjne</p> <ul style="list-style-type: none"> - zmiany wymogów środowiskowych; - zmiany instrumentów ekonomicznych; - zmiany polityki regulacyjnej w sektorze ciepłowniczym. 	B	II	N	Zmiany wymogów środowiskowych mogą jedynie spowodować zwiększenie pomocy publicznej dla tego rodzaju projektów. Projekt spełnia obecne i spodziewane w perspektywie 10 lat regulacje w tym względzie. Podmiot odpowiedzialny – Unia Europejska.	Niskie
<p>Ryzyko popytu</p> <ul style="list-style-type: none"> - niedobór popytu - zmiany na rynku odpadów - nieoczekiwana zmiana cen różnych konkurencyjnych nośników energii 	B	II	N	Z przeprowadzonej analizy wynika, że popyt na ciepło jest zapewniony z perspektywą wzrostu w kolejnych latach. Ponieważ realizacja przedsięwzięcia nie będzie wiązać się bezpośrednio ze wzrostem sprzedaży, ewentualne zmiany popytu w przyszłości mają pośredni wpływ na wyniki projektu. Podmiot odpowiedzialny – wnioskodawca projektu.	Niskie
<p>Ryzyko projektu</p> <ul style="list-style-type: none"> - niewystarczający zakres badań i analiz na miejscu - niedostateczne szacunki kosztów projektu - innowacje w zakresie technologii, które sprawiają, że technologia stosowana w projekcie staje się przestarzała 	C	III	U	Zastosowane technologie będą na poziomie najlepszych dostępnych technik promowanych przez Komisję Europejską (system BAT). Przed ogłoszeniem otwartego przetargu na realizację przedsięwzięcia zostaną precyzyjnie określone wysokości kosztów. Podmiot odpowiedzialny – wnioskodawca projektu.	Umiarkowane
<p>Ryzyko administracyjne</p> <ul style="list-style-type: none"> - pozwolenia na budowę lub inne pozwolenia - koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła 	B	IV	U	Wnioskodawca przeprowadzi wszelkie wymagane procedury. Ze względu na lokalizację a także doświadczenie przy realizacji przedsięwzięć z zakresu obsługi rynku ciepła systemowego, nie należy spodziewać się tu utrudnień.	Niskie
<p>Ryzyko nabycia gruntów</p> <ul style="list-style-type: none"> - koszt gruntów powyżej przewidywań - wyższe koszty nabycia prawa do służebności drogi - opóźnienia proceduralne 	A	IV	N	Projekt będzie realizowany w całości gruncie będącym w dyspozycji Wnioskodawcy i posiadającym pełny dostęp do infrastruktury.	Niskie

Ryzyko/opis	P	D	Px D	Zapobieganie	Ryzyko rezydualne
Ryzyko udzielania zamówień - opóźnienia proceduralne	B	II	N	Dobrze przygotowany projekt, specyfikacje i umowa oraz duży potencjał firm wykonawczych nie powinien spowodować opóźnień proceduralnych. Podmiot odpowiedzialny – wnioskodawca projektu.	Niskie
Ryzyko budowy - przekroczenia kosztów projektu - opóźnienia na skutek nieoczekiwanych trudności technicznych - opóźnienia w realizacji robót dodatkowych z przyczyn niezależnych od wnioskodawcy projektu - powódzie, osuwiska itp. - wypadki	B	IV	U	Wybór wykonawcy nastąpi na drodze przetargu nieograniczonego w oparciu o Prawo Zamówień Publicznych, gdzie kryterium wyboru będzie cena oraz referencje wykonawcy. Dobrze sporządzone specyfikacje techniczne, zakres zleczanych robót, wylistowane procedury jakościowe (w tym technologia wykonania, normy, przepisy w okresie zamawiania urządzeń, armatury, materiałów i robót) zminimalizują potencjalne ryzyko. Zarówno wykonawca, dostawcy, projektanci oraz Inwestor będą odpowiednio ubezpieczeni na niespodziewane zdarzenia. Podmiot odpowiedzialny – wnioskodawca projektu.	Umiarkowane
Ryzyko eksploatacji - koszty eksploatacji i utrzymania powyżej oczekiwań - duża liczba awarii technicznych - długi okres brak funkcjonowania na skutek wypadku lub przyczyn zewnętrznych (trzęsienie ziemi, powódź, sabotaż itp.)	B	II	N	W ramach projektu powstaną instalacje typowe, dla których bardzo dobrze rozpoznany jest zakres oraz wartości przyszłych kosztów eksploatacji. Oczekiwane efekty rzeczowe zostały szczegółowo przeanalizowane na etapie sporządzania audytu energetycznego przedsięwzięcia. Inwestycja zostanie zrealizowana z zapewnieniem wymaganego poziomu niezawodności i dostępności.	Niskie
Ryzyko finansowe - zmiany w systemie taryfowym - zmiany w systemie bodźców - nieodpowiednie oszacowanie trendów w zakresie cen odpadów i energii - brak możliwości obsługi zadłużenia	B	II	N	Przedsięwzięcie zostanie sfinansowane z zachowaniem wymaganego poziomu wskaźnika pokrycia obsługi długu. Sporządzone prognozy finansowe dla zakładanej struktury finansowania inwestycji zapewniają utrzymanie trwałości finansowej podmiotu wnioskodawcy w całym okresie działania instalacji.	Niskie

8.2 Analiza wrażliwości

W ramach analizy wrażliwości oceniono skutki ewentualnych zmian w zakresie kluczowych zmiennych projektu dotyczących parametrów operacyjnych przedsięwzięcia. Analizę przeprowadzono z wykorzystaniem wybranych zagregowanych zmiennych, w celu lepszego określenia ewentualnych zmiennych krytycznych. Elastyczność, obliczoną jako procentową zmianę wskaźnika wartości bieżącej netto dla niekorzystnej zmiany parametru wynoszącej 1%, wyznaczono dla wskaźnika FRR/C w stosunku do różnych zmiennych wejściowych.

Tabela 35 Wyniki analizy wrażliwości

Zmienna analizy wrażliwości	FRR/C [%]	Zmiana [%]
Wariant podstawowy	5,12%	-
Nakłady inwestycyjne – wzrost o 10%	4,19%	-18,16%
Oszczędność ciepła – spadek o 10%	4,17%	-18,55%
Oszczędność energii elektrycznej – spadek o 10%	5,07%	-0,98%
Cena uprawnień do emisji CO2 – spadek o 10%	4,54%	-11,33%

Na podstawie zaprezentowanych wyników należy stwierdzić, że wszystkie parametry wybrane do analizy wrażliwości poza oszczędnością energii elektrycznej stanowią zmienne krytyczne, tj. ich zmiana o 10% powoduje zmianę stopy zwrotu na przepływach finansowych przedsięwzięcia powyżej 10%.

Najsilniejszy i porównywalny wpływ mają nakłady inwestycyjne oraz oszczędności ciepła.

9 Spis tabel

Tabela 1 Podstawowe dane formalno-prawne Wnioskodawcy.....	5
Tabela 2 Zestawienie kotłowni przeznaczonych do likwidacji	8
Tabela 3 Zespół realizujący projekt.....	11
Tabela 4 Dane techniczne ciepłowni nr C-14 oraz C-13.....	15
Tabela 5 Zbiorcze zestawienie sieci ciepłowniczej.....	19
Tabela 6 Węzły krytyczne od których regulowana jest sieć ciepłownicza miasta Gniezno	20
Tabela 7 Zestawienie schłodzeń dla temperatur zewnętrznych z roku 2021.....	30
Tabela 8 Regulatory pogodowe znajdujące się w węzłach ciepłych PEC Gniezno	31
Tabela 9 Ilość regulatorów pogodowych w węzłach własnych PEC Gniezno posiadających i ich możliwości komunikacji.....	32
Tabela 10 Ciepłomierze zainstalowane w węzłach ciepłych PEC Gniezno	33
Tabela 11 Lista węzłów posiadających układy uzupełniania wody w instalacji.....	35
Tabela 12 Lista węzłów ciepłych dostępnych w wizualizacji TelWin w PEC Gniezno	37
Tabela 13 Lista węzłów ciepłych PEC Gniezno testowanych w systemie Globe OMS firmy NetLand	37
Tabela 14 Lista węzłów ciepłych PEC Gniezno testowanych w systemie OCS firmy Control.....	38
Tabela 15 Urządzenia do monitoringu sieci preizolowanej PEC Gniezno.....	38
Tabela 16 Lista regulatorów pogodowych przedsiębiorstwa PEC Gniezno bez możliwości komunikacji....	40
Tabela 17 Lista liczników ciepła przedsiębiorstwa PEC Gniezno, które powinny zostać wymienione	41
Tabela 18 Nowe węzły krytyczne.....	43
Tabela 19 Wykaz zadań w zakresie telemetrii rekomendowany w ramach digitalizacji sieci	45
Tabela 20 Zestawienie obliczonych parametrów dla nowych SPC	45
Tabela 21 Wyniki analizy hydraulicznej wariantów pracy sieci ciepłowniczej.....	48
Tabela 22 Zakres i nakłady niezbędne do realizacji tego wariantu I.....	50
Tabela 23 Zakres i nakłady niezbędne do realizacji tego wariantu II	52
Tabela 24 Zakres i nakłady niezbędne do realizacji tego wariantu III	54
Tabela 25 Wskaźniki jednostkowe rozpatrywanych wariantów	55
Tabela 26 Podsumowanie wariantów	56
Tabela 27 Kryteria wyboru rekomendowanego wariantu.....	57

Tabela 28 Zasoby personalne – zatrudnienie w 2022 r.	59
Tabela 29. Harmonogram realizacji projektu pn. " Digitalizacja sieci ciepłowniczych w Gnieźnie"	62
Tabela 30 Harmonogram rzeczowo-finansowy projektu.....	63
Tabela 30 Nakłady finansowe projektu	64
Tabela 31 Sprzedaż i przychody PEC w Gnieźnie.....	69
Tabela 32 Udział PEC w Gnieźnie w lokalnym rynku ciepła	69
Tabela 33 Wskaźniki efektywności finansowej przedsięwzięcia.....	72
Tabela 34 Wyniki analizy wrażliwości.....	77

10 Spis rysunków

Rysunek 1 Schemat sieci ciepłowniczej wraz z zaznaczonymi źródłami ciepła	18
Rysunek 2 Mapa czasu dopływu wody sieciowej do węzłów w okresie letnim	22
Rysunek 3 Mapa czasu dopływu wody sieciowej do węzłów przy temperaturze zewnętrznej -8°C.....	23
Rysunek 4 Fragment dokumentacji SIEMENS RVD110 / RVD130	32
Rysunek 5 Główny ekran synoptyczny pompowni w systemie SCADA firmy TelWin	36
Rysunek 6 Ekran pompowni oraz węzły umieszczone w wizualizacji zaznaczone na mapie.....	36
Rysunek 7. Schemat SPC Zabłockiego.....	46
Rysunek 8 Schemat SPC Strumykowa	46
Rysunek 9 Struktura organizacyjna PEC Gniezno – stan na 13.02.2023	59

11 Spis wykresów

Wykres 1 Ciśnienia z ciepłowni C-13.....	24
Wykres 2 Ciśnienia z ciepłowni C-14.....	24
Wykres 3 Przepływ z C13 w sieci ciepłowniczej w 2022 r.	25
Wykres 4 Przepływ z C-14 w sieci ciepłowniczej w 2022 r.....	26
Wykres 5 Sumaryczny przepływ sieciowy.....	26
Wykres 6 Przepływ z C-13.....	27
Wykres 7 Przepływ z C-14.....	28
Wykres 8 Realizacja temperatur zasilania i powrotu w roku 2021	29