

## STUDIUM WYKONALNOŚCI

Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt  
wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej  
w Sieradzu.

---

PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYKI CIEPLNEJ Spółka z o.o.

ul. Spółdzielcza 4, 98-200 Sieradz

KRS: 0000164397

## SPIS TREŚCI

<b>SPIS TREŚCI</b> .....	<b>2</b>
<b>WSTĘP 4</b>	
<b>1. INFORMACJE O WNIOSKODAWCY</b> .....	<b>5</b>
1.1. Forma prawna wnioskodawcy .....	5
1.2. Posiadane koncesje (zezwolenia i struktura własnościowa obecna i planowana) .....	6
1.3. Podmioty odpowiedzialne za realizację (beneficjent, podmioty upoważnione do ponoszenia wydatków kwalifikowanych – o ile dotyczy) .....	7
1.4. Model instytucjonalny: w czasie realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia .....	7
1.5. Potencjał techniczny, prawny, finansowy i administracyjny wnioskodawcy .....	8
<b>2. PRZEDMIOT STUDIUM WYKONALNOŚCI</b> .....	<b>8</b>
<b>3. OPIS PROJEKTU</b> .....	<b>9</b>
3.1. Zakres projektu .....	9
3.2. Analiza rynku dla produktów energetycznych, surowców i nośników energetycznych .....	10
3.3. Lokalizacja oraz planowany obszar oddziaływania projektu .....	13
3.4. Opis celów projektu .....	14
3.5. Ilościowe parametry realizacji projektu, w tym wskaźniki produktu i rezultatu .....	15
3.6. Opis strony technicznej projektu oraz koszty jednostkowe .....	16
3.7. Organizacja, koszty ogólnozakładowe i zasoby personalne .....	20
3.8. Harmonogram realizacji projektu .....	22
3.9. Zgodność projektu z polityką sektorową Polski i UE, w tym komplementarność z innymi działaniami/programami wspólnotowymi lub/i krajowymi, wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, zgodność projektu z Strategią ZIT oraz Planem Gospodarki Niskoemisyjnej, programem rewitalizacji (o ile dotyczy), itd. ....	23
<b>4. OPIS ISTNIEJĄCEGO SYSTEMU</b> .....	<b>26</b>
4.1. Struktura organizacyjna systemu z uwzględnieniem podziału kompetencji, współzależności, odpowiedzialności i struktury własności; opis techniczny systemu zarządzanego przez beneficjenta .....	26
4.2. Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej (parametry ilościowe i jakościowe energii elektrycznej i ciepła/lub zdolności przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej w istniejącym systemie) .....	33
<b>5. ANALIZA POPYTU</b> .....	<b>34</b>
<b>6. DEFINIOWANIE OSTATECZNEGO ZAKRESU PROJEKTU</b> .....	<b>37</b>
6.1. Analiza potrzeb inwestycyjnych .....	37
6.2. Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do oceny technicznej systemu .....	37
6.3. Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do planowanego popytu na produkty/usługi .....	38
6.4. Opis potrzeb inwestycyjnych związanych z uporządkowaniem, racjonalizacją i minimalizacją negatywnego wpływu na środowisko funkcjonowania istniejących obiektów; identyfikacja niezbędnych działań dla zniwelowania zidentyfikowanych braków i wypełnienia potrzeb systemu – określenie zakresu niezbędnych inwestycji .....	38
<b>7. ANALIZA OPCJI (W TYM TECHNICZNYCH)</b> .....	<b>39</b>
7.1. Zakres i metodyka analizy .....	39
7.2. Analiza wykonalności (identyfikacja możliwych rozwiązań lokalizacyjnych i technologicznych, w tym wariantów poddanych analizie podczas oceny oddziaływania na środowisko) .....	39
7.3. Analiza opcji .....	54
7.3.1 Analiza strategiczna – zidentyfikowanie najbardziej korzystnych rozwiązań (analiza jakościowa) .....	54
7.3.2 Analiza rozwiązań technologicznych (analiza opcji ilościowa) .....	55
7.3.3 Oszacowanie kosztów dla wybranych rozwiązań .....	56
7.3.4 Finansowe i ekonomiczne porównanie rozważanych opcji .....	56
7.3.5 Porównanie rozważanych opcji pod względem środowiskowym (uwzględniając wpływ oraz odporność na zmianę klimatu i zagrożenia związane z klęskami żywiołowymi) .....	56
7.4. Wybór najlepszego rozwiązania spośród rozważanych opcji wraz z uzasadnieniem dokonanego wyboru .....	58
<b>8. ANALIZA ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO</b> .....	<b>59</b>
8.1. Zgodność projektu z politykami ochrony środowiska .....	59
8.2. Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (OOŚ) .....	62
8.3. Strategiczne oceny oddziaływania na środowisko .....	62

8.4. Ilościowe parametry ingerencji w środowisko w formie liczbowej, a także podanie skutków unikniętych emisji, również w postaci liczbowej .....	62
<b>9. PLAN WDROŻENIA I EKSPLOATACJI PROJEKTU .....</b>	<b>63</b>
9.1. Zakres poszczególnych kontraktów wraz z zaproponowanymi procedurami kontraktowymi .....	63
9.2. Harmonogram ogłaszania przetargów, podpisywania kontraktów .....	63
9.3. Harmonogram realizacji przedsięwzięcia .....	64
9.4. Plan płatności .....	67
<b>10. ANALIZA FINANSOWA .....</b>	<b>67</b>
10.1. Założenia makroekonomiczne .....	67
10.2. Plan inwestycyjny z rozbiem na nakłady kwalifikowane i niekwalifikowane .....	70
10.3. Plan finansowania przedsięwzięcia .....	72
10.4. Prognoza przychodów dla wariantu inwestycyjnego i bezinwestycyjnego .....	73
10.5. Prognoza kosztów operacyjnych dla wariantu inwestycyjnego i bezinwestycyjnego .....	75
10.6. Polityka taryf i opłat .....	81
10.7. Zapotrzebowanie na kapitał obrotowy netto .....	81
10.8. Przedstawienie sytuacji finansowej Wnioskodawcy w okresie bieżącym oraz za trzy lata wstecz .....	81
10.9. Prognoza sprawozdań finansowych .....	86
10.10. Analiza wskaźnikowa .....	92
10.11. Poziom dofinansowania oraz wskaźniki efektywności finansowej .....	93
10.12. Analiza finansowej trwałości inwestycji .....	97
10.13. Syntetyczna ocena wyników analizy finansowej .....	99
<b>11. ANALIZA SPOŁECZNO- EKONOMICZNA .....</b>	<b>100</b>
11.1. Metodyka analizy kosztów i korzyści (analizy ekonomicznej) .....	100
11.2. Analiza kosztów związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa) .....	100
11.3. Analiza korzyści związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa), w tym skutki przedsięwzięcia dla zatrudnienia .....	100
11.4. Analiza ekonomiczna (o ile dotyczy) .....	101
<b>12. ANALIZA RYZYKA I WRAŻLIWOŚCI .....</b>	<b>101</b>
12.1. Identyfikacja istotnych dla realizacji projektu zmiennych i prezentacja wpływu ich zmian na podstawowe wskaźniki efektywności finansowej i ekonomicznej przedsięwzięcia .....	101
12.2. Wskazanie zmiennych krytycznych projektu wraz z prezentacją przyjętych kryteriów do ich wskazania .....	103
12.3. Identyfikacja kluczowych dla realizacji projektu czynników ryzyka, w tym: formalno-instytucjonalnych, ekologiczno- technicznych, społecznych oraz finansowych .....	103
12.4. Jakościowa analiza ryzyka .....	103
12.4.1 Lista ryzyk, na które narażony jest projekt .....	103
12.4.2 Matryca ryzyka, zawierająca ustalenie poziomu ryzyka stanowiącego wypadkową prawdopodobieństwa danego ryzyka i stopnia jego wpływu na projekt .....	103
12.4.3 Identyfikacja działań zapobiegawczych i minimalizujących .....	106
12.4.4 Interpretacja matrycy ryzyk, w tym ocena ryzyk rezydualnych, czyli ryzyk nadal pozostałych po zastosowaniu działań zapobiegawczych i minimalizujących .....	106
<b>13. STRESZCZENIE .....</b>	<b>107</b>

## WSTĘP

Przedmiotem niniejszego opracowania jest kompleksowa analiza projektu pod nazwą ***Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu***. Celem inwestycji jest zmniejszenia emisyjności systemu ciepłowniczego Sieradza poprzez zmniejszenie wykorzystania obecnie stosowanych kotłów węglowych oraz wykorzystanie wysokosprawnej kogeneracji do zmniejszenia kosztów zakupu energii elektrycznej. Studium to ma służyć jako załącznik do wniosku o dofinansowanie, składanego w ramach naboru w trybie konkursowym **Działanie 1.6 Promowanie wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe Poddziałanie 1.6.1 Źródła wysokosprawnej kogeneracji Konkurs nr POIS.01.06.01-IW.03-00-004/18**.

Dokument sporządzono według stanu wiedzy na dzień 27 grudnia 2018 roku.

### TERMINOLOGIA I SKRÓTY STOSOWANE W OPRACOWANIU:

- *Wnioskodawca, Inwestor, Spółka lub Firma* – PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYKI CIEPLNEJ Spółka z o.o. z siedzibą w Sieradzu;
- *Przedsięwzięcie, projekt lub inwestycja* – przedsięwzięcie pod nazwą „***Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu***”, opisane w niniejszym studium wykonalności oraz we wniosku o dofinansowanie, dotyczące zmniejszenia emisyjności systemu ciepłowniczego Sieradza poprzez zmniejszenie wykorzystania obecnie stosowanych kotłów węglowych przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka z o.o. z siedzibą w Sieradzu.;
- *Nabór* - nabór w trybie konkursowym wniosków o dofinansowanie projektów w ramach **Działanie 1.6 Promowanie wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe Poddziałanie 1.6.1 Źródła wysokosprawnej kogeneracji Konkurs nr POIS.01.06.01-IW.03-00-004/18**.;
- *POIS* - Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020;

# 1. INFORMACJE O WNIOSKODAWCY

## 1.1. Forma prawna wnioskodawcy

Tabela. Dane Wnioskodawcy

Nazwa (Firma, pod którą działa Spółka)	PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYKI CIEPLNEJ Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba	Sieradz gmina: Sieradz powiat: sieradzki województwo: łódzkie
Adres	98-200 Sieradz ul. Spółdzielcza 4
numer KRS	0000164397
numer REGON	730203940
numer NIP	8271006473
Oznaczenie formy prawnej	spółka z ograniczoną odpowiedzialnością

### KRÓTKA HISTORIA FUNKCJONOWANIA WNIOSKODAWCY NA RYNKU

Powstanie Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Sieradzu wiąże się z rokiem 1978. W 1978 roku Wojewoda Sieradzki utworzył Rejonowy Oddział Energetyki Ciepłej w Zduńskiej Woli, a ten z kolei powołał w 1983 r. Zakład Terenowy w Sieradzu i Wieluniu. W roku 1983 rozpoczął się proces likwidacji zbędnych kotłowni lokalnych i podłączania obiektów do sieci miejskiej. Ukończono w Sieradzu budowę kotłowni przy ul. Spółdzielczej, a w 1986 r. przekazano do eksploatacji nowopowstałą Ciepłownię Miejską przy ul. Zachodniej.

W dniu 14.09.1991 r. dokonano rejestracji Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Sieradzu, które z dniem 28.06.1995 r. stało się jednoosobową spółką Skarbu Gminy i przyjęło nazwę Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością.

Do powstałej w wyniku niniejszego przekształcenia spółki stosuje się przepisy kodeksu spółek handlowych. Spółka działa na podstawie przepisów Kodeksu spółek handlowych ze zmianami wynikającymi z ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz.U. Nr 9, poz.43 z późn. zm.) oraz stosowanych odpowiednio przepisów działu IV ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych (Dz.U. Nr 118, poz.561 z późn. zm.).

Spółka działa na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej i za granicą. Czas trwania Spółki jest nieograniczony. Zadaniem spółki jest przede wszystkim zapewnienie ciągłości i powszechnej dostępności dostaw energii ciepłej dla celów centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla Miasta Sieradza oraz gazu na cele bytowe dla odbiorców Miasta Sieradza.

PEC Sp. z o. o. w Sieradzu jest spółką prawa handlowego, której 100% udziałów należy do Gminy Miasta Sieradz.

Zgodnie z umową spółki oraz wpisem do rejestru sądowego przedmiotem działalności spółki jest:

PRZEDMIOT PRZEWAŻAJĄCEJ DZIAŁALNOŚCI:

- 35 30 Z Wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych,

POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ PRZEDSIĘBIORCY

- 43 22 Z Wykonywanie instalacji wodno-kanalizacyjnych, ciepłych i klimatyzacyjnych,
- 35 22 Z Dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym
- 35 23 Z Handel paliwami gazowymi w systemie sieciowym
- 49 41 Z Transport drogowy towarów
- 42 21 Z Roboty związane z budową rurociągów przesyłowych i sieci rozdzielczych,
- 71 11 Z Działalność w zakresie architektury
- 47 52 Z Sprzedaż detaliczna drobnych wyrobów metalowych, farb i szkła prowadzona w wyspecjalizowanych sklepach
- 46 74 Z Sprzedaż hurtowa wyrobów metalowych oraz sprzętu i dodatkowego wyposażenia hydraulicznego i grzejnego
- 70 21 Z Stosunki międzyludzkie (public relations) i komunikacja

W 2017 r. spółka osiągnęła 23,9 mln obrotów przy sumie bilansowej na poziomie 31,2 mln zł. Zatrudnienie w spółce wyniosło na koniec 2017 r. 96 pracowników. Niniejsze przedsięwzięcie będzie realizowane samodzielnie przez Wnioskodawcę, bez dodatkowych partnerów.

## 1.2. Posiadane koncesje (zezwozenia i struktura własnościowa obecna i planowana)

Spółka posiada koncesję z dnia 5 listopada 1998 r. na wytwarzanie ciepła a także koncesję na przesyłanie i dystrybucję ciepła

Koncesja na przesyłanie i dystrybucję ciepła Urzędu Regulacji Energetyki – Decyzja nr PCC/604/249/U/OT-4/98/WL.

Koncesja na wytwarzanie ciepła Urzędu Regulacji Energetyki – Decyzja nr WCC/576/249/u/OT-4/98/WL.

Inwestor posiada oświadczenie Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w Łodzi z dnia 19 grudnia 2018 r. stwierdzające, że przedmiotowa inwestycja prawdopodobnie nie wywrze istotnego wpływu na obszar Natura 2000.

Wnioskodawca jest obecnie na etapie składania wniosku niezbędnego do wydania koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji.

### 1.3. Podmioty odpowiedzialne za realizację (beneficjent, podmioty upoważnione do ponoszenia wydatków kwalifikowanych – o ile dotyczy)

Podmiotem odpowiedzialnym za realizację projektu będzie wnioskodawca to jest PEC Sp. z o. o. z siedzibą w Sieradzu.

### 1.4. Model instytucjonalny: w czasie realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia

Zaplanowany model instytucjonalny przedsięwzięcia zakłada, że jedynym podmiotem odpowiedzialnym za realizację przedsięwzięcia, wchodzącym w prawa i obowiązki ewentualnego beneficjenta dotacji, zleceniodawcy kontraktów, upoważnionego do ponoszenia wydatków kwalifikowanych, będzie Wnioskodawca, to jest PEC Sp. z o. o. z siedzibą w Sieradzu.

#### STRUKTURA WŁASNOŚCIOWA AKTYWÓW W TRAKCIE REALIZACJI PROJEKTU ORAZ W OKRESIE FUNKCJONOWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA

Właścicielem aktywów, powstałych w wyniku realizacji Przedsięwzięcia, będzie Wnioskodawca. W okresie trwałości przedsięwzięcia nie będą dokonane żadne zmiany w zakresie struktury własnościowej aktywów powstałych w wyniku realizacji przedsięwzięcia. Zakłada się, że takowe zmiany nie będą również dokonane w okresie do 25 lat od daty rozpoczęcia realizacji przedsięwzięcia, czyli do 2044 roku.

#### SPOSÓB REALIZACJI PRZEPŁYWÓW FINANSOWYCH ZWIĄZANYCH Z PLANOWANĄ STRUKTURĄ FINANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA

Jedynym podmiotem, biorącym udział w przepływach finansowych związanych z planowaną strukturą finansowania Przedsięwzięcia, będzie Wnioskodawca.

Dla zachowania przejrzystości finansowania projektu zakłada się odrębne ewidencjonowanie przepływów pieniężnych co ma na celu zagwarantowanie przejrzystej struktury własności aktywów powstałych w wyniku realizacji Inwestycji przy zaprojektowaniu najefektywniejszego kosztowo sposobu realizacji przedsięwzięcia, w tym sposobu jego finansowania i zarządzania wytworzonym majątkiem.

## 1.5. Potencjał techniczny, prawny, finansowy i administracyjny wnioskodawcy

Wnioskodawca jako samodzielny podmiot prowadzi działalność ciepłowniczą od 1978 roku. Spółka posiada wyodrębnione działy odpowiedzialne za proces planowania, finansowania a także prowadzenia inwestycji.

Przedmiotowa inwestycja w zakresie technicznym, prawnym, finansowym i administracyjnym nie odbiega od innych dotychczas realizowanych przedsięwzięć inwestycyjnych przedsiębiorcy. Spółka m.in. w 2017 r. dokonała modernizacji kotła wodnego WR-10 nr 4 na kocioł WR-10/7 w technologii ekranów szczelnych membranowych. Wartość zadania wyniosła 2 820 700 zł. Inwestycja została dofinansowana przez Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Łodzi, w formie pożyczki, w kwocie 2 322 700 zł.

Spółka zatrudnia 96 pracowników, w tym 36 osób na stanowiskach pracowników umysłowych. Spółka na koniec 2017 r. posiada rzeczowe aktywa trwałe o wartości 12 mln przy 9,7 mln zł na koniec 2016 r.

Wartość środków pieniężnych na koniec 2017 r. wynosiła 9,5 mln zł przy 8,9 mln zł na koniec 2016 r. co pozwala spółce na realizację kolejnych inwestycji o charakterze modernizacyjnym i rozwojowym. Wartość EBITDA (zysk operacyjny plus amortyzacja) wyniósł w 2017 r. 5,2 mln zł przy 3,5 mln zł w 2016 r.

## 2. PRZEDMIOT STUDIUM WYKONALNOŚCI

Tytuł Projektu (pełna nazwa przedsięwzięcia inwestycyjnego):

Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.



## 3. OPIS PROJEKTU

### 3.1. Zakres projektu

#### ZAKRES PROJEKTU:

Budowy modułu kogeneracyjnego wytwarzającego w energię elektryczną oraz ciepło. Moduł kogeneracyjny będzie wspomagał pracę planowanej do realizacji ciepłowni geotermalno-biomasowej.

#### CEL INWESTYCJI:

Celem inwestycji jest zmniejszenie emisyjności systemu ciepłowniczego Sieradza poprzez zmniejszenie wykorzystania obecnie stosowanych kotłów węglowych oraz wykorzystanie wysokosprawnej kogeneracji do zmniejszenia kosztów zakupu energii elektrycznej.

#### TECHNOLOGIA:

**Moduł kogeneracyjny o mocy elektrycznej 0,9 MWe oraz cieplnej 1,1 MWt na gaz ziemny w zabudowie kontenerowej**

Skład typowego modułu zawiera:

- Agregat
- Gazowy silnik spalinowy, parametry mocy elektryczna 0,9 MWe oraz cieplna 1,1 MWt
- Dodatkowe wyposażenie silnika
- Narzędzia standardowe
- Generator niskiego napięcia
- Wyposażenie modułu
- System chłodzenia płaszcz wodnego
- Automatyczne uzupełnianie oleju smarującego, dodatkowy zbiornik oleju
- Układ odzysku ciepła, wraz z wymiennikiem ciepła spaliny-woda, zawierający by-pass oraz niezbędną izolację
- Ścieżka gazowa
- Malowanie
- Szafa sterownicza modułu - Dia.ne XT4
- Zdalna transmisja danych
- Układ rozruchowy
- Podgrzewanie płaszcz wodnego
- Połączenia elastyczne
- Kontrola temperatury wody powrotnej
- Wyposażenie elektryczne
- Monitoring sieci
- Regulacja mocy
- Rozdzielnica generatora
- Wykrywanie gazu

- Wykrywanie dymu
- System olejowy
- Tłumik, 65 dB(A) w odległości 10m od wylotu spalin
- System wlotu i wylotu powietrza
- Wymiennik separujący
- System chłodzenia, 65 dB(A) w odległości 10m od chłodnic wentylatorowych
- Kontener, o wymiarach max. 12x3x3 m, 65 dB(A) w odległości 10m

**Koszty instalacyjne (Budowa fundamentów, wyprowadzenie energii elektrycznej, wyprowadzenie ciepła, doprowadzenie gazu, wieża chłodnicza)**

### 3.2. Analiza rynku dla produktów energetycznych, surowców i nośników energetycznych

Analizę lokalnego rynku produktów energetycznych, surowców i nośników energetycznych oparto o Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Sieradza na lata 2014-2030 zatwierdzony w czerwcu 2015 r. Opracowanie sporządził Zakład Oszczędności Energii i Ochrony Powietrza Głównego Instytutu Górnictwa w lutym 2015 r.

System grzewczy w Sieradzu zasilany jest z dwóch źródeł pracujących równolegle. Są to dwie ciepłownie zlokalizowane na obszarze Miasta, zaopatrujące Sieradz w ciepło grzewcze i ciepłą wodę użytkową. Jednostką odpowiedzialną za wytwarzanie i dystrybucję ciepła jest Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (PEC) z siedzibą w Sieradzu przy ul. Spółdzielczej 4.

**Tabela Dane o odbiorcach ciepła w poszczególnych grupach z systemu ciepłowniczego w Sieradzu**

Grupy odbiorców	Liczba odbiorców ciepła, szt.			Ilość ciepła dostarczonego odbiorcom, GJ			Moc zamówiona, MW		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Przemysł	5	5	4	10 034	8 379	7 084	1,49	b.d.	b.d.
Gospodarstwa domowe	429	419	415	311 012	309 567	297 070	38,2		
Handel, usługi*	83	77	75	46 237	46 545	41 574	11,06		
Użyteczność publiczna**	51	51	51	99 252	98 670	96 018	15,53		
Pozostali odbiorcy	-	-	-	-	-	-	-		
Ogółem	568	552	545	466 536	463 163	441 746	66,28	66,38	65,48

Liczba odbiorców jak i ilość zakupionego ciepła oraz wielkość zamówionej mocy w zcentralizowanym systemie ciepłowniczym systematycznie rośnie. Wiąże się to z eliminowaniem, szczególnie uciążliwych dla środowiska, a powodujących znacznie wyższe emisje zanieczyszczeń, indywidualnych źródeł ciepła

## SIEĆ GAZOWA NA TERENIE SIERADZA

Sieć gazowa wysokoprężna jest własnością Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Na terenie miasta Sieradza zlokalizowana jest sieć gazowa, wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia oraz stacje gazowe I stopnia.

System zaopatrzenia Sieradza w gaz ziemny funkcjonuje w oparciu o zasilanie z gazociągu przesyłowego wysokiego ciśnienia DN 300. Odcinek od miejscowości Zduńska Wola do miejscowości Monice (obecnie należy do miasta Sieradza) wybudowany został w 1998 roku. Maksymalne ciśnienie robocze w gazociągu przesyłowym wynosi 5,5 MPa.

Sieć gazowa średniego ciśnienia zbudowana jest z polietylenu, z przewagą rur o średnicach nominalnych DN63, DN40, DN90, DN110, DN250, DN315 i pracuje w zakresie ciśnień roboczych od 10 do 500 kPa. Długość sieci rozdzielczej wynosi na koniec 2013 r. 43.950 m w tym 41.660 sieci średniego ciśnienia. długość sieci gazowej na terenie Miasta sukcesywnie rośnie, co świadczy o coraz większej liczbie mieszkańców użytkujących gaz ziemny w miejsce innych (bardziej uciążliwych dla środowiska). Stan techniczny sieci gazowej na terenie miasta Sieradza jest dobry. W miejscowości Monice na południowy wschód od Sieradza zlokalizowana jest stacja gazowa wysokiego ciśnienia o przepustowości nominalnej 9000 m<sup>3</sup>/h. Na stacji tej wysokie ciśnienie jest redukowane z 5,5 MPa do ciśnienia 500 kPa. Dalej gaz rozprowadzany jest siecią rozdzielczą bezpośrednio do odbiorców.

**Tabela Wielkość zużycia gazu ziemnego wg rodzaju odbiorców w Sieradzu**

Rodzaj odbiorcy	2011 r.		2012 r.		2013 r.		Zmiana 2013/2011	
	ilość, szt.	tys. m <sup>3</sup>	ilość, szt.	tys. m <sup>3</sup>	ilość, szt.	tys. m <sup>3</sup>	ilość, szt.	tys. m <sup>3</sup> * %*
Ogółem	302	4 043,2	394	3 966,8	469	3 950,4	167	-92,80 -2,3
Gospodarstwa domowe – ogółem	271	501,7	362	606,6	441	592,8	170	91,1 18,2
Gospodarstwa domowe – c.o.	258	482,7	347	584,4	316	307,4	58	-175,3 -26,3
Przemysł	11	3 238,3	14	3 059,1	14	3 096,1	3	-142,2 -4,4
Inni	20	303,2	18	301,1	14	261,5	-6	-41,7 -13,8

W latach 2011–2013 zużycie gazu ziemnego ogółem nieznacznie spadło, mimo wzrostu liczby jego odbiorców o 55%. Największe zużycie gazu występowało w przemyśle, od 80,1% w 2011 roku do 78,4% w roku 2013, całkowitego zużycia gazu w Mieście. Natomiast w gospodarstwach domowych zużycie gazu ziemnego ogółem nieznacznie wzrosło, po jego niewielkim spadku pomiędzy rokiem 2012 a 2013. Wzrosła też w ciągu tego okresu, o 62,7%, liczba gospodarstw domowych użytkujących gaz.

W gospodarstwach domowych użytkujących gaz do celów grzewczych, w analizowanym okresie, zużycie gazu spadło o 18,2%, mimo rosnącej liczby odbiorców wykorzystujących gaz ziemny do ogrzewania (o 22,4%). Wynika to z pewnością z faktu iż gaz ziemny postrzegany jest jako paliwo ekologiczne oraz jego użytkowanie jest stosunkowo mało uciążliwe – wzrost liczby odbiorców. Jednocześnie spadek zużycia gazu ziemnego spowodowany jest coraz częstszym zwiększaniem ciepłochronności budynków (termomodernizacja) jak i łagodniejszych warunków klimatycznych w ostatnich latach. Z pewnością również na ograniczenie zużycia gazu wpływa jego dość wysoka cena.

#### SYSTEM ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

Sieć elektroenergetyczna oraz urządzenia elektroenergetyczne z nią związane na terenie miasta Sieradza eksploatowane są przez Polską Grupę Energetyczną S.A. Oddział Łódź-Teren. Rejon Energetyczny Sieradz z siedzibą w Sieradzu przy ul. Wojska Polskiego 98.

Zaopatrzenie w energię elektryczną odbiorców na terenie miasta Sieradza odbywa się ze stacji elektroenergetycznych 110/15 kV za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Teren. Stacje te połączone są z systemem elektroenergetycznymi liniami 110 kV:

- linia „Sieradz-Złota (Zduńska Wola)”,
- linia „Sieradz-Jawor”,
- linia „Jawor-Złoczew”,
- linia „Jawor-Wróblew-Błaszki”.

Zaopatrzenie odbiorców w energię elektryczną realizowane jest poprzez system sieci napowietrznej wysokiego 110 kV (o długości ok. 20 km) i średniego napięcia 15 kV oraz stacje transformatorowe SN/nn.

Na obszarze Miasta linie średniego napięcia 15 kV wykonane są jako linie napowietrzne i kablowe:

- linie napowietrzne 15 kV – 77,2 km,
- linie kablowe 15 kV – 98,1 km.

Podstawowym przekrojem żył roboczych w liniach kablowych 15 kV jest 120 mm<sup>2</sup>, natomiast w liniach napowietrznych 15 kV jest 70 mm<sup>2</sup>.

Na terenie Sieradza pracuje 222 szt. stacji transformatorowych 15/0,4 kV (w tym 169 szt. jest w użytkowaniu PGE Dystrybucja S.A.). Stacje transformatorowe na obszarze Miasta występują jako słupowe, kontenerowe, wieżowe lub wewnętrzne.

Moce zainstalowanych poszczególnych transformatorów wahają się w granicach 20–1030 kVA. Większość stacji transformatorowych jest obciążona w granicach 70–80%. Stan techniczny stacji oceniamy jest jako dobry.

Wielkość i struktura zużycia energii elektrycznej

Na terenie Sieradza nie ma odbiorców przyłączonych do sieci WN.

Tabela Ilość punktów poboru i wielkość dostarczonej energii elektrycznej w Sieradzu

Rok	Sieć SN		Sieć nN	
	liczba punktów poboru, szt.	wielkość dostarczonej energii, kWh	liczba punktów poboru, szt.	wielkość dostarczonej energii, kWh
2009	54	48 250 506	20 340	58 219 154
2010	60	48 739 719	20 406	58 306 933
2011	63	51 218 244	20 507	56 318 580
2012	62	54 135 583	20 815	56 016 941
2013	62	59 832 767	20 817	55 585 427

Tabela Ilość odbiorców i wielkość zużycia energii elektrycznej w poszczególnych grupach taryfowych w Sieradzu

Grupa taryfowa	Liczba odbiorców			Wielkość zużycia energii elektrycznej, GWh		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
A	0	0	0	0	0	0
B	58	58	57	60	5	51
C	1923	1909	1924	24	24	24
R	2	1	1	0,017	0,012	0,011
G	17 893	17 846	17 739	31,6	32	32

Tabela Ilość odbiorców i wielkość zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w Sieradzu

Wyszczególnienie	2011	2012	2013
Ilość odbiorców na niskim napięciu, szt.	16 366	16 063	15 695
Zużycie energii elektrycznej na niskim napięciu, MWh	30 872	30 493	29 588
Źródło: stat.gov.pl			
Wskaźnik zużycia, kWh/odbiorcę w danym roku	1 886,3	1 898,3	1 885,2

Praktycznie w ostatnich latach jednostkowe zużycie energii elektrycznej na jednego odbiorcę w taryfie G nie uległo zmianie.

Obecny system energetyczny w pełni pokrywa zapotrzebowanie miasta Sieradza na energię elektryczną oraz jego perspektywiczne potrzeby elektroenergetyczne, przy założeniu umiarkowanego tempa rozwoju i standardowych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

### 3.3. Lokalizacja oraz planowany obszar oddziaływania projektu

Przedsięwzięcie będzie zlokalizowane w miejscowości Sieradz (gmina: Sieradz, powiat: sieradzki, województwo: łódzkie).

Spółka posiada 2 kotłownie zlokalizowane przy ul. Zachodniej oraz przy ul. Spółdzielczej. Inwestycja zostanie zlokalizowana w kotłowni mieszczącej się przy ulicy Zachodniej – Księga Wieczysta SR1S / 00014258 / 8

Taka lokalizacja inwestycji wynika z faktu umiejscowienia w przedmiotowym miejscu ciepłowni geotermalnej co jest z kolei uwarunkowane bezpośrednim sąsiedztwem otworu badawczo - eksploatacyjnego Sieradz GT-1 realizowanego przez Miasto Sieradz na działce nr 462/2 obręb 24.



Obszar oddziaływania projektu ma charakter lokalny dotyczy miasta Sieradza.

### 3.4. Opis celów projektu

CEL OGÓLNY PRZEDSIĘWZIĘCIA polega na poprawie jakości powietrza poprzez ograniczenie emisji zanieczyszczeń szczególnie szkodliwych dla jakości życia ludzi. Kolejnym celem na poziomie ogólnym jest wykorzystywanie ciepła systemowego z efektywnych systemów ciepłowniczych oraz dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji.

CELAMI SZCZEGÓŁOWYMI (BEZPOŚREDNIMI) PRZEDSIĘWZIĘCIA SĄ:

- zmniejszenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej,
- uniknięcie i/lub zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>.
- Poprawa efektywności wykorzystania infrastruktury sieci ciepłowniczej
- Pozyskanie nowych odbiorców
- Likwidacja źródeł niskiej emisji opalanych paliwem stałym
- Produkcja energii elektrycznej na potrzeby własne oraz sprzedaż na rynek w wyniku zastosowania wysokosprawnej kogeneracji

WKŁAD PRZEDSIĘWZIĘCIA W REALIZACJĘ CELÓW SZCZEGÓŁOWYCH I. PRIORYTETU POIŚ

Poprawa efektywności funkcjonowania miejskiej sieci ciepłowniczej, likwidacja lokalnych źródeł niskiej emisji.

### 3.5. Ilościowe parametry realizacji projektu, w tym wskaźniki produktu i rezultatu

Wskaźniki produktu i rezultatu zostaną określone wyłącznie dla Wnioskodawcy, gdyż przedsięwzięcie będzie realizowane samodzielnie, bez partnerów.

**Tabela. Wskaźniki produktu**

NAZWA WSKAŹNIKA PRODUKTU	TYP WSKAŹNIKA: 1. WSKAŹNIK ISTOTNY DLA CELÓW INTERWENCJI 2. WSKAŹNIK INFORMACYJNY	JEDNOSTKA POMIARU	WARTOŚĆ DOCELOWA W ODNIESIENIU DO PROJEKTU	ROK DOCELOWY
Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji	1	MW	2	2021
Liczba wybudowanych lub zmodernizowanych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w ramach wysokosprawnej kogeneracji	1	Szt.	1	2021
Liczba przedsiębiorstw otrzymujących wsparcie	1	Szt.	1	2021

- Wartość docelowa wskaźnika produktu *Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji* wynosi 2, gdyż łączna moc instalacji wyniesie 2MW. Metodyka oszacowania założonej wartości wskaźnika opiera się na potwierdzeniu uzyskanej łącznej mocy ciepłej oraz elektrycznej.
- Wartość docelowa wskaźnika produktu *„Liczba wybudowanych lub zmodernizowanych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w ramach wysokosprawnej kogeneracji”* wynosi 1. Oszacowanie założonej wartości wskaźnika wynika z liczby dostarczonych instalacji – dokumenty księgowe /OT/.
- Wartość docelowa wskaźnika produktu *Liczba przedsiębiorstw otrzymujących wsparcie* wynosi 1. Oszacowanie założonej wartości wskaźnika wynika z zawartej umowy na dofinansowanie projektu.

**Tabela. Wskaźniki rezultatu**

NAZWA WSKAŹNIKA REZULTATU	TYP WSKAŹNIKA: 1. WSKAŹNIK ISTOTNY DLA CELÓW INTERWENCJI 2. WSKAŹNIK INFORMACYJNY	JEDNOSTKA POMIARU	WARTOŚĆ DOCELOWA W ODNIESIENIU DO PROJEKTU	ROK DOCELOWY
Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych (CI)	1	Mg CO <sub>2</sub> /rok	207,5	2023

Wielkość redukcji emisji CO<sub>2</sub> oszacowana w dwóch wariantach /podano wartość niższą – zgodnie z punktem 7.3.5 opracowania.

### 3.6. Opis strony technicznej projektu oraz koszty jednostkowe

#### TECHNOLOGIA:

#### **Moduł kogeneracyjny o mocy elektrycznej 0,9 MWe oraz cieplnej 1,1 MWt na gaz ziemny w zabudowie kontenerowej**

Skład typowego modułu zawiera:

- Agregat
- Gazowy silnik spalinowy, parametry mocy elektryczna 0,9 MWe oraz cieplna 1,1 MWt
- Dodatkowe wyposażenie silnika
- Narzędzia standardowe
- Generator niskiego napięcia
- Wyposażenie modułu
- System chłodzenia płaszcz wodnego
- Automatyczne uzupełnianie oleju smarującego, dodatkowy zbiornik oleju
- Układ odzysku ciepła, wraz z wymiennikiem ciepła spaliny-woda, zawierający by-pass oraz niezbędną izolację
- Ścieżka gazowa
- Malowanie
- Szafa sterownicza modułu - Dia.ne XT4
- Zdalna transmisja danych
- Układ rozruchowy
- Podgrzewanie płaszcz wodnego
- Połączenia elastyczne
- Kontrola temperatury wody powrotnej
- Wyposażenie elektryczne
- Monitoring sieci
- Regulacja mocy
- Rozdzielnica generatora
- Wykrywanie gazu
- Wykrywanie dymu
- System olejowy
- Tłumik, 65 dB(A) w odległości 10m od wylotu spalin
- System wlotu i wylotu powietrza
- Wymiennik separujący
- System chłodzenia, 65 dB(A) w odległości 10m od chłodnic wentylatorowych
- Kontener, o wymiarach max. 12x3x3 m, 65 dB(A) w odległości 10m

**Koszty instalacyjne (Budowa fundamentów, wyprowadzenie energii elektrycznej, wyprowadzenie ciepła, doprowadzenie gazu, wieża chłodnicza)**



## SZCZEGÓŁOWY OPIS GŁÓWNYCH ELEMENTÓW TECHNICZNYCH MODUŁU KOGENERACYJNEGO:

### KONTENER

- Drzwi wokół silnika,
- Dwuskrzydłowe drzwi na końcu kontenera,
- Oddzielne pomieszczenie elektrycznych układów sterujących,
- Przyłącza kołnierzowe na ścianie kontenera,
- Wykonanie izolacji dźwiękochłonnej 65 dB(A) w odległości 10m
- Wykonanie wentylacji kontenera w celu zapewnienia odpowiedniej temperatury w kontenerze,
- Wykonanie instalacji wykrywania gazu oraz dymu,
- Montaż czujników,
- Wykonanie instalacji oświetlenia oraz instalacji elektrycznej,
- Zabezpieczenie przed wyciekami oleju do gruntu

### ŚCIEŻKA GAZOWA

- Kompletna ścieżka gazowa ,
- Połączenie elastyczne,
- Kompletnie orurowanie do ściany kontenera,
- Zawór odcinający MAG na ścianie zewnętrznej kontenera

### OBIEG ODZYSKU CIEPŁA

- Odzysk ciepła z silnika:
  - o Wymienniki ciepła odbierające ciepło z chłodzenia silnika, oleju oraz mieszanki do spalania zamontowane na ramie modułu,
  - o Wymiennik ciepła spaliny-woda z by-passem oraz izolacją termiczną
  - o Wymiennik separacyjny
- Pompa obiegowa wody
- Kontrola temperatury:
  - o Zawór 3-drogowy,
  - o Czujnik temperatury,
  - o Kontroler PID,
- Zabezpieczenia:
  - o Zawór bezpieczeństwa
  - o Naczynie wyrównawcze
  - o Termostat
  - o Presostat
  - o Czujnik przepływu / ogranicznik poziomu wody
- Chłodzenie awaryjne:
  - o Chłodnica wentylatorowa, 65 dB(A) w odległości 10m,
  - o Zawór 3-drogowy,
  - o Czujnik temperatury,
  - o Kontroler PID,
- Kompletnie orurowanie doprowadzone do ściany kontenera,

### OBIEG CHŁODZENIA MIESZANKI

- Chłodnica wentylatorowa na dachu kontenera,
- Intercooler II stopnia
- Zawór 3-drogowy,
- Czujnik temperatury,
- Kontroler PID,
- Pompa wody,
- Zbiornik wyrównawczy
- Zawór bezpieczeństwa
- Kompletnie orurowanie między elementami,

#### UKŁAD OLEJOWY

Wykonanie układu w skład którego wchodzi:

- Zbiornik świeżego oleju,
- Wskaźnik poziomu oleju,
- Pompa olejowa,
- Zawory odcinające ręczne,
- Wykonanie instalacji pomiędzy zbiornikiem oleju i misą olejową

#### UKŁAD WYLOTU SPALIN

- Tłumik na dachu kontenera, 65 dB(A) w odległości 10m,
- Kompensatory,
- Niezbędne orurowanie
- Izolacja termiczna,

#### STEROWANIE ELEKTRYCZNE

- Modułowa szafa sterownicza w rozdzielni
  - o Montaż jednodrzwiowej szafy blaszanej z kompletnym okablowaniem.
  - o Sterowanie silnikiem DIA.NE,
  - o Wizualizacja (przemysłowy, kolorowy wyświetlacz graficzny)
  - o Dane eksploatacyjne, informacja o ustawieniu sterowania, pomiar temperatury spalin, połączenie generatora itd.,
  - o Instalacja centralnego sterowania silnikiem; sterowania obrotami, mocą, sterowanie główne itd.,
- Instalacja multi-przetwornika pomiarowego,
  - o Montaż urządzenia synchronizującego,
  - o Montaż przełącznika trybu pracy: „OUT” (wyłączony), „MANUAL” (sterowanie ręczne), „AUTOMATIC” (sterowanie automatyczne),
  - o Archiwizacja danych
  - o Wyłącznik generatora
  - o Przekładniki prądowe dla synchronizacji i zabezpieczeń generatora
- Szafa sterownicza urządzeń pomocniczych
  - o Montaż jednodrzwiowej szafy blaszanej, z kompletnym okablowaniem.
  - o Sterownik PLC,
  - o Wyświetlacz dotykowy,

Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

- Wykonanie zasilania elektrycznego pomp i wentylatorów,
- Sterowanie zaworami i przetwornikami częstotliwości,
- Okablowanie
  - Wykonanie okablowania dla dostarczonych elementów,
  - Wykonanie okablowania szafy modułowej i dodatkowej szafy sterowniczej,

#### UKŁAD DO PRZESYŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- Szafa układu synchronizacji (pole generatora)
  - Montaż jednodrzwiowej szafy blaszanej z gotowym okablowaniem aż do złączy
  - Wyłącznik generatora,
  - Przekładniki prądowe do synchronizacji i zabezpieczeń generatora

#### BIEŻĄCY STAN ZAAWANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA - ZAKRES RZECZOWY

W zakresie rzeczowym realizacja przedsięwzięcia nie została jeszcze rozpoczęta.

#### BIEŻĄCY STAN ZAAWANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA - DOKUMENTACJA PROJEKTOWA

Opis strony technicznej przedsięwzięcia oraz koszty jednostkowe oparto na KONCEPCJI BUDOWLANO-TECHNOLOGICZNEJ: Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu. opracowanym przez PRO-INVEST SOLUTION Sp. z o.o. sp. komandytowa Ul. Kołowa 5/3, 30-134 Kraków w grudniu 2018 r.

#### BIEŻĄCY STAN ZAAWANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA – POZWOLENIA ADMINISTRACYJNE

Inwestor posiada oświadczenie Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w Łodzi z dnia 19 grudnia 2018 r. stwierdzające, że przedmiotowa inwestycja prawdopodobnie nie wywrze istotnego wpływu na obszar Natura 2000.

Wnioskodawca jest obecnie na etapie składania wniosku niezbędnego do wydania koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji

#### KOSZTY INWESTYCJI

Koszty inwestycji obejmują:

Koszt modułu kogeneracyjnego: 2.196.227,55 zł /511.500 eur/ przy kursie 4,29 PLN/EUR)

Koszt instalacji modułu obejmujący wykonanie prac fundamentowych, wyprowadzenie energii elektrycznej, ciepła a także doprowadzenie gazu oraz wykonanie wieży chłodniczej: 1.073.425 zł /250.000 eur/ przy kursie 4,29 PLN/EUR).

### 3.7. Organizacja, koszty ogólnozakładowe i zasoby personalne

Spółka działa na podstawie umowy (statutu) sporządzonej w formie aktu notarialnego w dniu 28.06.1995 r. Repertorium nr 2737/95 w Kancelarii Notarialnej Radosława Bińczyckiego w Zduńskiej Woli wraz z późniejszymi zmianami /ostatnia zmiana zawarta w dniu 8.03.2016 r. w Kancelarii Notarialnej Jarosława Powalskiego w Sieradzu Repertorium 505/2016.

Spółka prowadzi działalność również w oparciu o wydane koncesje na przesyłanie i dystrybucję ciepła Urzędu Regulacji Energetyki nr PCC/604/249/U/OT-4/98/WL oraz na wytwarzanie ciepła Urzędu Regulacji Energetyki nr WCC/576/249/u/OT-4/98/WL.

Spółka posiada jednoosobowy zarząd w osobie Pana Dariusza Sucherskiego oraz pięcioosobową Radę Nadzorczą w osobach Pana Macieja Żerka, Czesława Wojdały, Jacka Dorszewicza, Krystyny Grabickiej oraz Marka Błocha.

Kapitał zakładowy spółki wynosi 6.161.800 zł i dzieli się na 30.809 równych i niepodzielnych udziałów, każdy o wartości nominalnej 200 zł. Jedynym udziałowcem spółki jest Gmin Miasta Sieradz. Spółka sporządza rachunek zysków i strat w układzie rodzajowym a tym samym bez wyodrębnienia kosztów ogólnozakładowych. Łączne koszty działalności operacyjnej na koniec 2017 r. wynosiły 21,9 mln zł. Zatrudnienie w spółce wyniosło na koniec 2017 r. 96 pracowników. Spółka zatrudnia 36 osób na stanowiskach pracowników umysłowych oraz 60 pracowników na stanowiskach robotniczych.

Osoby bezpośrednio odpowiedzialne za nadzór nad projektem:

Prezes zarządu **Dariusz Sucherski**

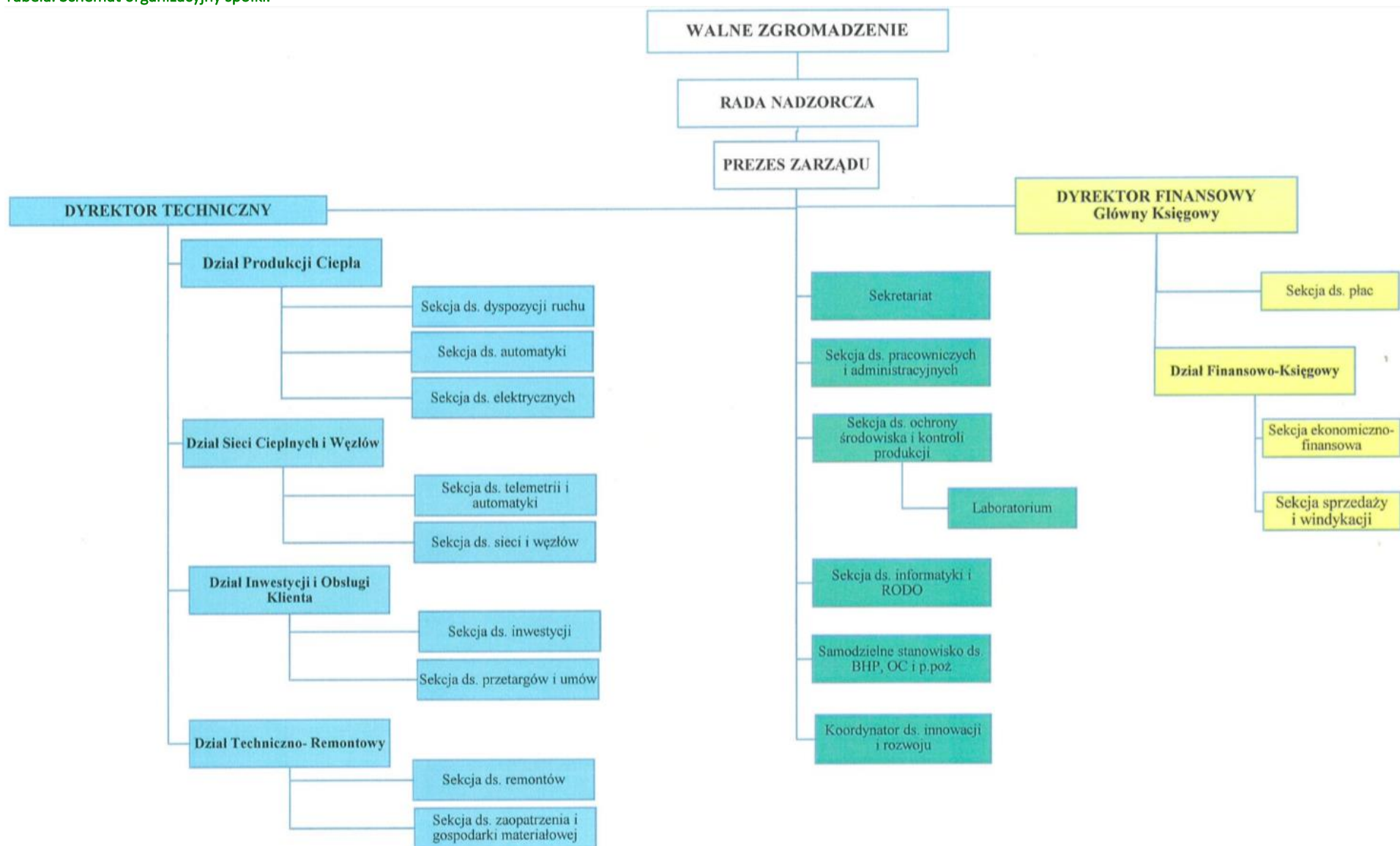
Pan Dariusz Sucherski zarządza PEC Sieradz od 2015 r. Poprzednio był m.in. prezesem firmy WINEKTA (w latach 2001-2003) oraz dyrektorem Wojewódzkiego Ośrodka Ruchu Drogowego (1998-99). Absolwent Wyższej Szkoły Inżynierskiej w Opolu.

Pozostałe osoby z wyższego kierownictwa podmiotu zaangażowane w realizację projektu:

- Dyrektor Finansowy Główny Księgowy mgr Anna Sroczyńska zatrudniona w spółce od 2004 roku
- Dyrektor Techniczny mgr inż. Małgorzata Wojtczak zatrudniona w spółce od 1984 roku.

Bieżąca działalność operacyjna firmy jest bezpośrednio związana z branżą ciepłowniczą, inwestor posiada praktyczne doświadczenie w realizacji projektów w zakresie ciepłownictwa. Struktura organizacyjna Wnioskodawcy jest przygotowana na organizację realizacji i następnie eksploatację przedsięwzięcia. Bezpośrednio zakres merytoryczny projektu będzie nadzorował prezes zarządu spółki.

Tabela. Schemat organizacyjny spółki.



### 3.8. Harmonogram realizacji projektu

Tabela. Harmonogram realizacji projektu

	DATA ROZPOCZĘCIA	DATA UKOŃCZENIA
1. Studia wykonalności:	01.12.2018	28.12.2018
2. Analiza kosztów i korzyści:	nie dotyczy	nie dotyczy
3. Ocena oddziaływania na środowisko:	nie dotyczy	nie dotyczy
4. Studia projektowe:	01.05.2019	30.06.2019
5. Opracowanie dokumentacji przetargowej:	01.07.2019	31.07.2019
6. Postępowanie lub postępowania o udzielenie zamówienia:	01.08.2019	30.11.2019
7. Nabycie gruntów:	nie dotyczy	nie dotyczy
8. Zezwolenie na inwestycję:	01.08.2019	30.11.1019
9. Etap budowy/umowa/ dostawy urządzeń:	01.12.2019	31.03.2021
10. Etap operacyjny:	01.04.2021	nie dotyczy

Rzeczowa realizacja przedsięwzięcia nie została rozpoczęta, przedsięwzięcie również nie zostało zakończone. Przedsięwzięcie spełnia efekt zachęty, zgodnie z którym realizacja projektu przy wsparciu dotacyjnym pozwoli na:

- znaczące zwiększenie rozmiaru projektu - całość niezbędnych działań realizowanych będzie w optymalnym zakresie;
- znaczące zwiększenie całkowitej kwoty wydanej przez beneficjenta na projekt/działanie dzięki środkowi pomocy – uzyskanie wsparcia przyczyni się do maksymalnego zaangażowania inwestycyjnego wnioskodawcy skutkującego uzyskaniem najwyższej efektywności;
- znaczące przyspieszenie zakończenia projektu lub działania – inwestor zdecydowanie przyspieszy termin realizacji inwestycji,

### 3.9. Zgodność projektu z polityką sektorową Polski i UE, w tym komplementarność z innymi działaniami/programami wspólnotowymi lub/i krajowymi, wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, zgodność projektu z Strategią ZIT oraz Planem Gospodarki Niskoemisyjnej, programem rewitalizacji (o ile dotyczy), itd.

Planowane przedsięwzięcie poprzez ograniczenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej oraz redukcję emisji niekorzystnych dla środowiska naturalnego gazów (CO<sub>2</sub>) bezpośrednio wpisuje się w szereg polityk sektorowych Polski oraz Unii Europejskiej.

#### STRATEGIA EUROPA 2020

Dokument **"Europa 2020 - Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu"**, zaprezentowany przez Komisję Europejską 3 marca 2010 roku, jako jeden z priorytetów wymienia „*rozwój zrównoważony: wspieranie gospodarki efektywniej korzystającej z zasobów, bardziej przyjaznej środowisku i bardziej konkurencyjnej*”. Wśród kilku nadrzędnych, wymiernych celów UE wymienia: „*emisję dwutlenku węgla należy ograniczyć co najmniej o 20% w porównaniu z poziomem z 1990 r. lub, jeśli pozwolą na to warunki, nawet o 30%; należy zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii w naszym całkowitym zużyciu energii do 20% oraz zwiększyć efektywność wykorzystania energii o 20%*”. Wśród siedmiu projektów przewodnich, które umożliwią postępy w ramach każdego z priorytetów tematycznych, wymienia „*Europa efektywnie korzystająca z zasobów*” – *projekt na rzecz uniezależnienia wzrostu gospodarczego od wykorzystania zasobów, przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, modernizacji transportu oraz propagowania efektywności energetycznej*.

#### POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2030 ROKU

Dokument **"Polityka energetyczna Polski do 2030 roku"**, przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki, a przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku, jako jedno z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej wymienia:

- Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

W obszarze „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” jako główne cele polityki energetycznej dokument ten wymienia między innymi:

- Ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> do 2020 roku przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego,

Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

Przedmiotowe przedsięwzięcie bezpośrednio wpisuje się w większość celów Polityki energetycznej: ogranicza zużycie nieodnawialnej energii pierwotnej oraz redukuje emisję niekorzystnych dla środowiska naturalnego gazów (CO<sub>2</sub>), co spełnia wymienione cele w drugim wymienionym obszarze.

#### STRATEGIA UE DLA REGIONU MORZA BAŁTYCKIEGO

Strategia ta zawiera w sobie trzy cele główne, w tym drugi cel główny to *Połączyć region (ang. Connect the region)*. Wśród dwóch *Obszarów tematycznych* tego celu głównego jeden jest zbieżny z celami przedmiotowego przedsięwzięcia: *Energia*. Mimo, że inwestycja nie jest położna w pasie nadmorskim, to do wspomnianej strategii zalicza się obszar całej Polski, a więc również obszar inwestycji jest objęty tą strategią. Przedmiotowe przedsięwzięcie nie ma charakteru priorytetowego dla powyższej strategii, jednak powinno przyczynić się do osiągnięcia wskaźników dla obszaru tematycznego *Energia*. W oparciu o dokument *Action plan (w wolnym tłumaczeniu z języka angielskiego: plan działania)* w wersji z czerwca 2015 roku (dostępny wyłącznie w języku angielskim) dla obszaru tematycznego *Energia* nasze przedsięwzięcie z pewnością przyczyni się do osiągnięcia wskaźników:

- *Use of RES in heating* (w wolnym tłumaczeniu z języka angielskiego: *użycie odnawialnych źródeł energii do ogrzewania*),
- *Share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy* (w wolnym tłumaczeniu z języka angielskiego: *Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto*).

#### PRAWO ENERGETYCZNE

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne w art. 14 mówi, że polityka energetyczna państwa określa w szczególności działania w zakresie ochrony środowiska na co wpływ ma ograniczenie zużycia energii pierwotnej.

#### POLITYKI HORYZONTALNE - ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ

Realizacja przedsięwzięcia będzie niewątpliwie miała korzystny wpływ na zrównoważony rozwój, co jest zresztą jednym z podstawowych celów przedsięwzięcia. Inwestycja wpływa na zmniejszenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej, co przyczyni się do obniżenia emisji CO<sub>2</sub>.

#### ZGODNOŚĆ PROJEKTU Z STRATEGIĄ ZIT

Gmina Sieradz nie wchodzi w skład obszaru objętego Strategią Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych.



#### ZGODNOŚĆ PROJEKTU Z PLANEM GOSPODARKI NISKOEMISYJNEJ

Zgodnie z **punktem 8.1 Wizja i cele strategiczne „Planu” na lata 2014-2020** główne zadania PGN do 2020 roku to

- Redukcja emisji gazów cieplarnianych
- Redukcja zużycia energii finalnej m.in. poprzez podniesienie efektywności energetycznej
- A także poprawa jakości powietrza

W perspektywie do 2030 roku główne cele strategiczne to:

- Dążenie do utrzymania niskoemisyjnego wzrostu gospodarczego i zaspokojenia potrzeb społeczeństwa
- Ograniczenie pyłów i gazów cieplarnianych z instalacji wykorzystywanych na terenie miasta a także emisji pochodzących z transportu
- Zwiększenie efektywności wykorzystania/wytwarzania energii oraz wykorzystywane OZE
- Rozwój innowacyjnej niskoemisyjnej gospodarki opartej o wiedzę i nowoczesne technologie

WPŁYW PROJEKTU NA REALIZACJĘ POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI ORAZ UE; ZNACZENIE W KONTEKŚCIE BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO („3X20”).

Zmniejszenie do roku 2020 emisji CO<sub>2</sub> o 20%; zmniejszenie do roku 2020 energochłonności o 20%; zwiększenie do roku 2020 udziału energii produkowanej ze źródeł odnawialnych do 20% w całkowitym rynku energetycznym; zwiększenie do roku 2020 udziału biopaliw do 10% w rynku paliwowym.

Inwestycja wpływa na wyraźne zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> zarówno w wariantcie samodzielnej realizacji projektu jak i w części składowej kompleksowego projektu ciepłowni geotermalnej

Zastosowanie kogeneracji wpływa na obniżenie zużycia energii pierwotnej a więc także na poprawę efektywności i zmniejszenie energochłonności.

Jako element całościowego projektu ciepłowni geotermalnej wpływa na poprawę efektywności pracy projektowanego systemu.

PRZEDSIĘWZIĘCIE NIE DOTYCZY REWITALIZACJI.

## 4. OPIS ISTNIEJĄCEGO SYSTEMU

### 4.1. Struktura organizacyjna systemu z uwzględnieniem podziału kompetencji, współzależności, odpowiedzialności i struktury własności; opis techniczny systemu zarządzanego przez beneficjenta

Za zapewnienie ciągłości i powszechnej dostępności dostaw energii cieplnej dla celów centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla Miasta Sieradza odpowiedzialne jest Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sieradz Sp. z o.o. PEC Sieradz posiada 2 kotłownie zlokalizowane przy ul. Zachodniej oraz przy ul. Spółdzielczej.

Obydwie ciepłownie wyposażone są w kotły opalane miałem węglowym. Charakterystykę kotłów PEC Sieradz ciepłowni przy ulicy Zachodniej oraz Spółdzielczej zestawiono poniżej :

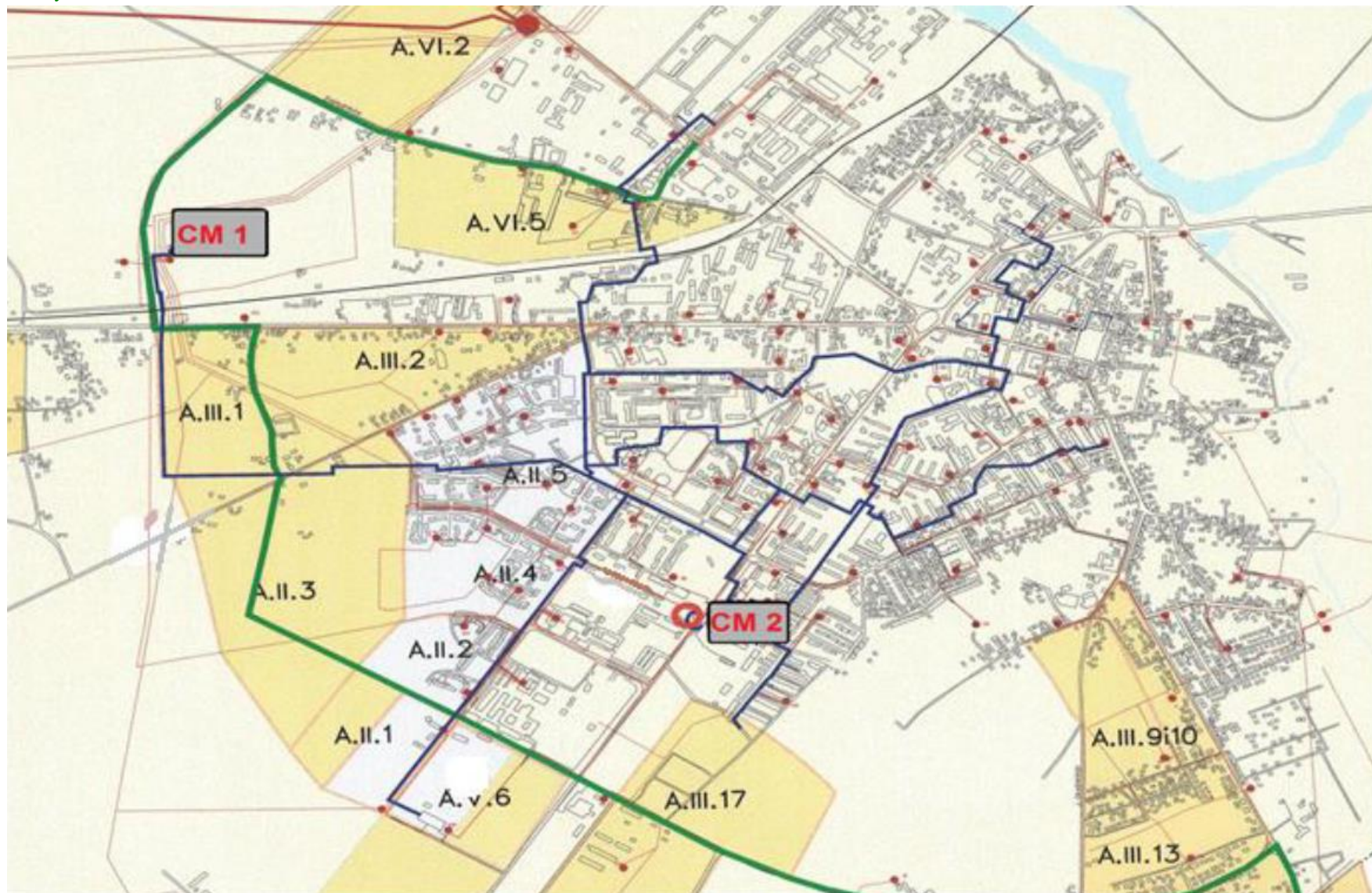
	Kotłownia Zachodnia		Kotłownia Spółdzielcza	
	Kocioł Nr 1	Kocioł Nr 2	Kocioł Nr 3	Kocioł Nr 4
Typ:	WR-25-015	WR-25-014	WR-10-010	WR-10/7EM
Moc nominalna:	23 MW	23 MW	-	6 MW
Maksymalna moc trwała:	29 MW	29 MW	9 MW	7 MW
Wydajność minimalna:	7,5 MW	7,5 MW	4,8 MW	1,8 MW
Sprawność gwarantowana:	> 85 %	> 83 %	> 85 %	> 85 %
- paliwo rodzaj:	węgiel kamienny, energetyczny	węgiel kamienny, energetyczny	węgiel kamienny, energetyczny	węgiel kamienny, energetyczny
- sortyment paliwa:	M-IIA	M-IIA	M-IIA	M-IIA
- wartość opałowa:	21-23 MJ/kg	21-23 MJ/kg	21-23 MJ/kg	21-23 MJ/kg

Roczne zapotrzebowanie ciepła za 2016 rok, który przyjęto za rok reprezentatywny do obliczeń i wyniosło:

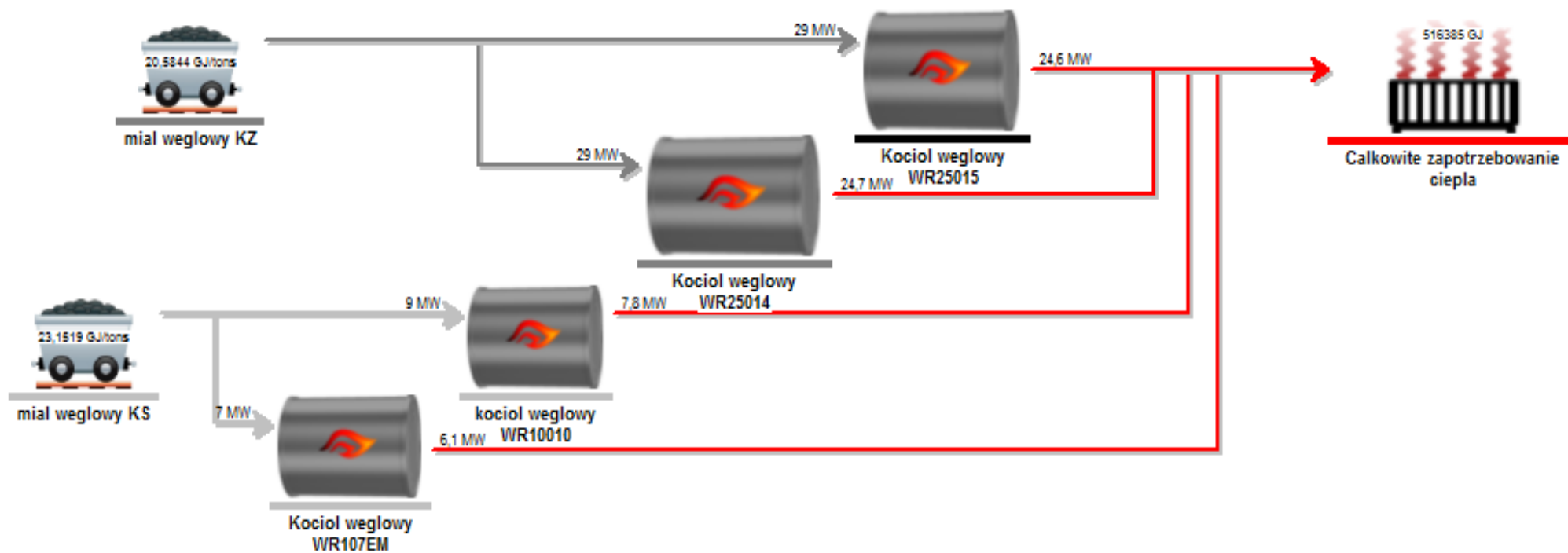
Rok	Produkcja z obu ciepłowni	Wysłano z ciepłowni na sieć
	GJ	GJ
<b>2016</b>	<b>482 813</b>	<b>479 608,9</b>

Na podstawie danych temperaturowych oraz informacji uzyskanych od PEC Sieradz, przygotowano w oparciu o program Energy-Pro model pracy systemu ciepłowniczego w Sieradzu, w którym bazową jest kotłownią przy ul. Zachodniej natomiast zapotrzebowanie ciepła w lecie i okresach przejściowych jest realizowane przez kotłownię przy ul. Spółdzielczej.

Układ sieci ciepowniczej na terenie miasta Sieradza



Schemat systemu ciepłowniczego PEC sp. z o.o. w Sieradzu



Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

Dane ciepłowni za rok 2016 przyjmowane do obliczeń przyjętych w projekcji finansowej. Obliczenia wykonano na podstawie temperatur zewnętrznych monitorowanych przez PEC Sieradz:

	Średnia	Minimum	Maximum
Styczeń, 2016	-1,7	-12,8	7,8
Luty, 2016	3,7	0	9,6
Marzec, 2016	4,5	0,2	9,4
Kwiecień, 2016	9,7	5,5	17
Maj, 2016	16	8,2	22,5
Czerwiec, 2016	19,9	15,5	28,8
Lipiec, 2016	20,2	15	25
Sierpień, 2016	19,3	14,3	23,9
Wrzesień, 2016	17,4	11,1	23
Październik, 2016	8,1	5	17
Listopad, 2016	3,5	-1,1	10,4
Grudzień, 2016	1,3	-3,3	8,7
Cały okres	10,2	-12,8	28,8

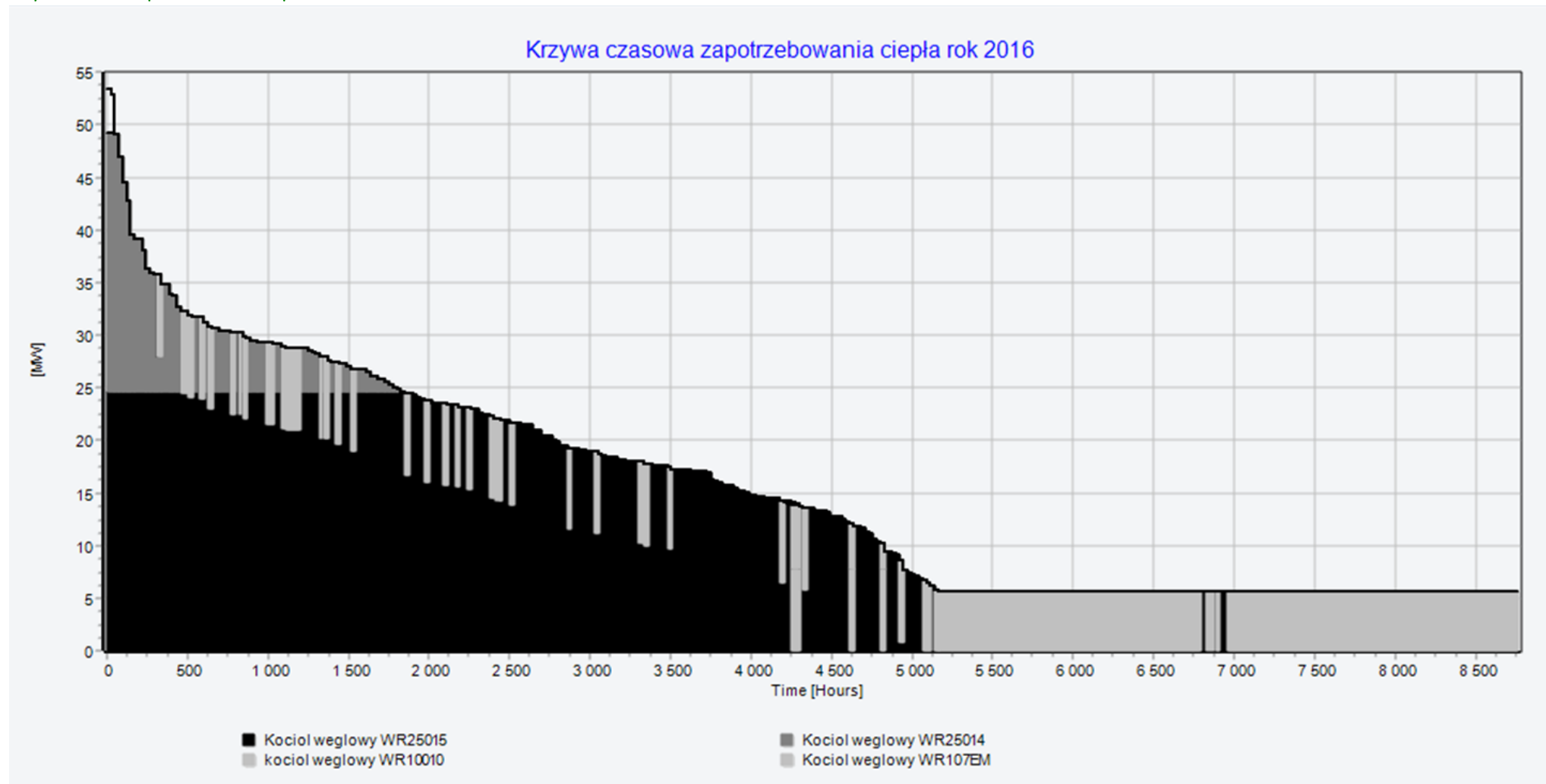
Temperatura zasilania wody sieciowej w roku 2016 w PEC Sieradz :

	Średnia	Minimum	Maximum
Styczeń, 2016	89	72,4	112,3
Luty, 2016	77,7	71,2	84
Marzec, 2016	76,8	72,3	82,7
Kwiecień, 2016	72	64,8	74,4
Maj, 2016	70,6	66,5	72,1
Czerwiec, 2016	70,4	69,9	71
Lipiec, 2016	70,3	66,6	71,2
Sierpień, 2016	70	68,6	70,9
Wrzesień, 2016	70,2	69,2	71,5
Październik, 2016	74,7	69,3	77,1
Listopad, 2016	79,2	73,1	88,7
Grudzień, 2016	82,4	72,9	90,9
Cały okres	75,3	64,8	112,3

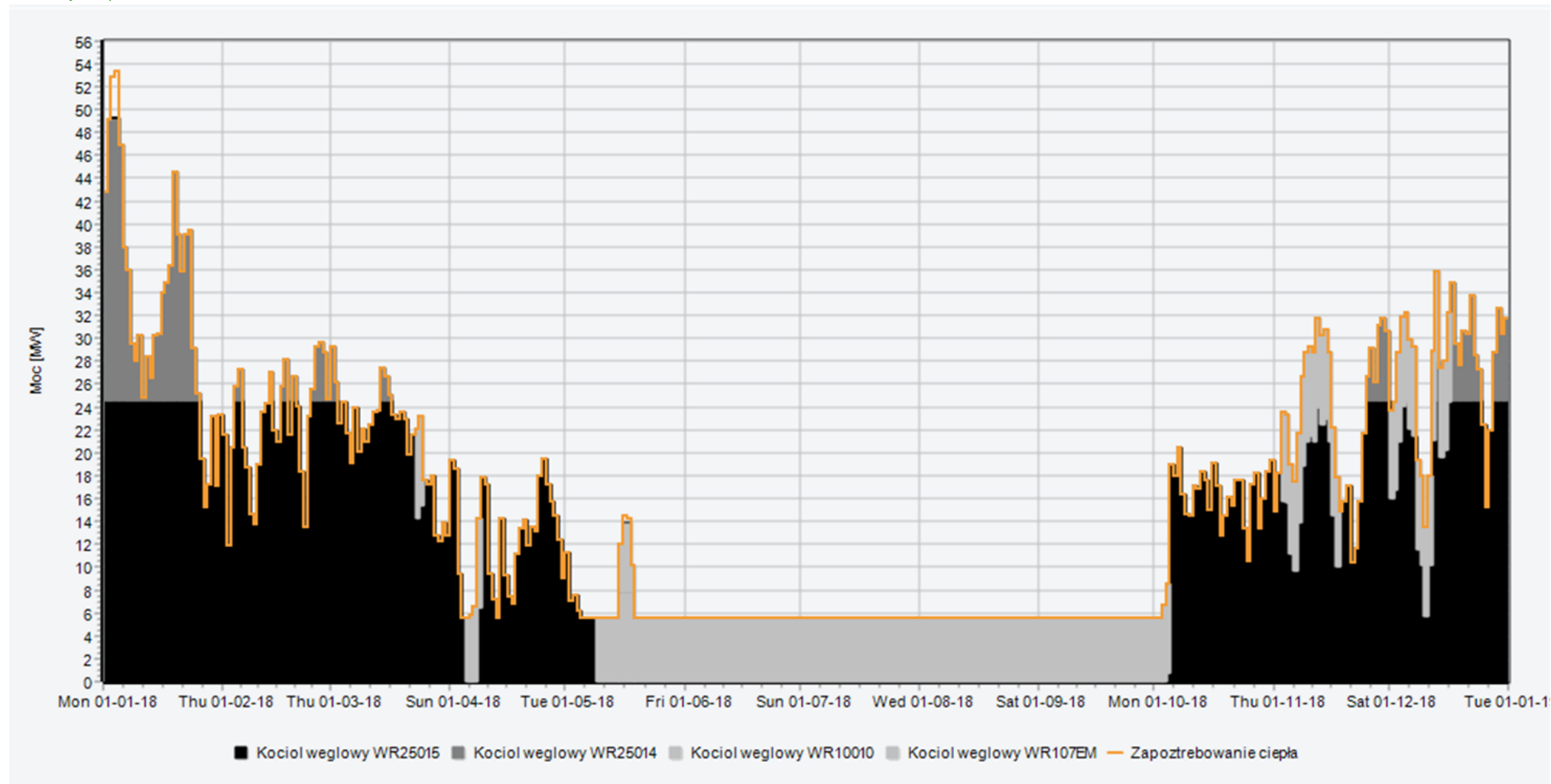
Temperatura powrotu wody sieciowej w roku 2016 w PEC Sieradz

	Średnia	Minimum	Maximum
Styczeń, 2016	51,6	44,7	61,6
Luty, 2016	47,3	43,9	50,2
Marzec, 2016	46,9	44,7	50,2
Kwiecień, 2016	45,9	44,7	47,8
Maj, 2016	47,2	45,7	48,3
Czerwiec, 2016	47,7	47	49
Lipiec, 2016	48,6	47,8	49,1
Sierpień, 2016	48,6	48,1	49,1
Wrzesień, 2016	48,3	45,7	49
Październik, 2016	44,9	42,9	47,6
Listopad, 2016	47,5	44,4	51,7
Grudzień, 2016	49,4	45	53,7
Cały okres	47,8	42,9	61,6

Krzywa czasowa zapotrzebowania ciepła dla roku 2016 PEC Sieradz.



Produkcja ciepła dla roku 2016 PEC Sieradz.



Wyłączenia poszczególnych kotłów w roku 2016 następowaly w terminach:

Kocioł węglowy WR25015			
od	2016-10-05 00:00	do	2016-03-10 23:59
Kocioł węglowy WR25014			
od	2016-10-05 00:00	do	2016-03-10 23:59
Kocioł węglowy WR10010			
od	2016-01-01 00:00	do	2016-03-22 23:59
od	2016-03-25 00:00	do	2016-04-04 23:59
od	2016-09-04 00:00	do	2016-08-05 23:59
od	2016-05-10 00:00	do	2016-02-11 23:59
od	2016-11-18 00:00	do	2016-11-30 23:59
od	2016-12-17 00:00	do	2016-12-31 23:59
Kocioł węglowy WR107EM			
od	2016-01-01 00:00	do	2016-03-22 23:59
od	2016-03-25 00:00	do	2016-04-04 23:59
od	2016-09-04 00:00	do	2016-08-05 23:59
od	2016-05-10 00:00	do	2016-02-11 23:59
od	2016-11-18 00:00	do	2016-11-30 23:59
od	2016-12-17 00:00	do	2016-12-31 23:59

<b>Całkowite zapotrzebowanie ciepła</b>	<b>482 813,0</b>	<b>GJ</b>	
Max zapotrzebowanie mocy	53,4	MW	
<b>Produkcja ciepła :</b>			
Kocioł węglowy WR25015	96 189,2	MWh/rok	71,80 %
Kocioł węglowy WR25014	10 195,2	MWh/rok	7,60 %
Kocioł węglowy WR10010	27 069,0	MWh/rok	20,20 %
Kocioł węglowy WR107EM	453,6	MWh/rok	0,30 %
<b>Razem</b>	<b>133 907,0</b>	<b>MWh/rok</b>	<b>100,00 %</b>
<b>Ilość godzin pracy :</b>			
	[h/rok]		%
Kocioł węglowy WR25015	5 136,0		58,60 %
Kocioł węglowy WR25014	1 440,0		16,40 %
Kocioł węglowy WR10010	4 464,0		51,00 %
Kocioł węglowy WR107EM	96,0		1,10 %
<b>Zużycie paliwa :</b>			
miat węglowy KZ	21 153,0	ton	
miat węglowy KS	4 610,0	ton	
<b>z podziałem na źródła :</b>			
Kocioł węglowy WR25015	113 393,8	MWh	= 19 133,3 ton
Kocioł węglowy WR25014	11 970,1	MWh	= 2 019,7 ton
Kocioł węglowy WR10010	31 233,5	MWh	= 4 534,5 ton
Kocioł węglowy WR107EM	520,5	MWh	= 75,6 ton
<b>Razem</b>	<b>157 117,8</b>	<b>MWh</b>	



#### 4.2. Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej (parametry ilościowe i jakościowe energii elektrycznej i ciepła/lub zdolności przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej w istniejącym systemie)

Na obszarze miasta Sieradza istnieje sieć ciepłownicza eksploatowana przez PEC Sp. z o.o. w Sieradzu.

Tabela Podstawowe informacje o sieci ciepłowniczej

Rok	Długość sieci		Straty przesyłowe ciepła, %
	łącznie, km	w tym preizolowana, km	
2013	43,425	28,170	8,8
2012	42,609	27,200	8,8
2011	42,134	26,238	9,7

Sieć ciepłownicza wykonana jest zarówno w technologii tradycyjnej (rurociągi ciepłownicze ułożone w kanałach betonowych), napowietrznej, jak również w technologii rur preizolowanych. Ciepłociąg napowietrzny Dn500 mm i Dn400 mm jest izolowany za pomocą kształtek izolacyjnych oraz płaszcza z blachy ocynkowanej.

#### CHARAKTERYSTYKA WĘZŁÓW CIEPŁOWNICZYCH

Na obszarze miasta Sieradza istnieje 398 węzłów ciepłych (stan – rok 2013) eksploatowanych przez PEC Sp. z o.o. w Sieradzu w celu poprawy bezpieczeństwa oraz niezawodności pracy, system grzewczy w Sieradzu jest systematycznie modernizowany. Najstarsze sieci ciepłownicze wykonane są w technologiach tradycyjnych. Modernizacje i remonty sieci ciepłych polegają na wymianie tradycyjnych sieci kanałowych na sieci preizolowane. Każdego roku wymieniany jest wytypowany najstarszy lub posiadający najgorszy stan odcinek. Stan techniczny węzłów ciepłych jest dobry i bardzo dobry

Plany inwestycyjne i modernizacyjne PEC Sp. z o.o. w Sieradzu

Przedsiębiorstwo jako cele strategiczne swojej działalności wyznaczyło:

- systematyczne pozyskiwanie klientów, a tym samym podłączanie nowych obiektów,
- kontynuację programu dotyczącego zwiększenia sprzedaży ciepłej wody użytkowej,
- rozwój programu likwidacji niskiej emisji tj. kotłowni oraz pieców opalanych węglem

#### CHARAKTERYSTYKA LOKALNYCH ŹRÓDEŁ CIEPŁA W MIEŚCIE SIERADZU

Kotłownie lokalne na terenie miasta Sieradza to kotłownie należące do zakładów pracy /4 kotłownie – Szpital Wojewódzki, OSM Wart-Milk oraz Ytong Polska o łącznej mocy zainstalowanej przekraczającej 16,2 MW oraz przede wszystkim typowe kotłownie wbudowane, które zaopatrują budynki użyteczności publicznej i mieszkalne w energię cieplną. Na terenie Sieradza funkcjonuje wiele kotłowni wbudowanych w obiekty budowlane /ankietyzacji dla celów PGN poddano 23 kotłownie/.

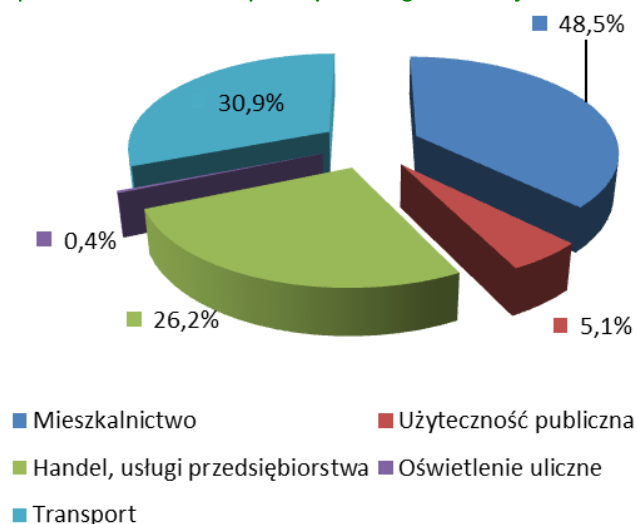
## 5. ANALIZA POPYTU

Bilans energetyczny przedstawia potrzeby energetyczne poszczególnych grup odbiorców wraz ze sposobem ich pokrywania oraz strukturę zużycia nośników energii i paliw. Bilans energetyczny Miasta sporządzono przy określeniu wielkości aktualnego (rok 2013) zapotrzebowania na media energetyczne oraz sposobów ich dostarczania. W tabelicy poniżej zamieszczono bilans energetyczny dla stanu aktualnego w poszczególnych sektorach odbiorców dla miasta Sieradza.

Tabela Zużycie energii końcowej w poszczególnych sektorach odbiorców w 2013 r.

Lp.	Nośnik energii / paliwo	Jednostka	Zużycie energii
1	Mieszkalnictwo	MWh/rok	217 864
2	Użyteczność publiczna	MWh/rok	29 926
3	Handel, usługi przedsiębiorstwa	MWh/rok	152 556
4	Oświetlenie uliczne	MWh/rok	2 136
5	Transport	MWh/rok	180 046
6	Razem	MWh/rok	582 528

Rysunek Udział poszczególnych grup odbiorców w całkowitym zużyciu energii końcowej w roku 2013



Największy udział w całkowitym zużyciu energii stanowi sektor mieszkalnictwa (ok. 49%), sektor transportu (31%) oraz sektor handlu, usług i przedsiębiorstw ok. 26% całkowitego zużycia. Jedyne około 5% zużywanej energii w Sieradzu przypada na budynki użyteczności publicznej.

W kolejnej tabelicy zestawiono wielkości zużycia paliw i energii na cele grzewcze (c.o.+c.w.u.) w gospodarstwach domowych, budynkach użyteczności publicznej, w sektorze handlu, usług i przedsiębiorstw. W tabelicy podano również zużycie energii elektrycznej w punktach oświetlenia ulicznego Miasta.

Udziały pozostałych paliw i energii są odpowiednie do możliwości ich pozyskiwania oraz kosztów użytkowania

Tabela Zużycie nośników energii na terenie miasta Sieradza łącznie i we wszystkich grupach użytkowników energii (z wyłączeniem transportu) w roku 2013

Paliwa	SUMA	Handel, usługi, przedsiębiorstwa	Użyteczność publiczna	Gospodarstwa domowe	Oświetlenie uliczne
	MWh/rok	MWh/rok	MWh/rok	MWh/rok	MWh/rok
LPG	4 784	1 511		3 272	
Węgiel	87 460	10 963	423	76 074	–
Drewno	6 795	732	56	6 006	–
Olej opałowy	18 577	9 668	368	8 540	–
OZE	54	–	–	54	–
Energia elektryczna	115 617	80 493	1 388	31 600	2 136
Ciepło sieciowe	129 593	15 631	27 570	86 392	–
Gaz ziemny	39 602	33 557	120	5 925	–
<b>SUMA</b>	<b>402 482</b>	<b>152 556</b>	<b>29 926</b>	<b>217 864</b>	<b>2 136</b>

Wielkość rynku energii (ciepło do ogrzewania, ciepłej wody użytkowej) określona wynosi 402,5 GWh/rok.

Dominującym rodzajem energii w strukturze zaopatrzenia miasta Sieradza w ciepło i energię elektryczną są: ciepło sieciowe – 32,2%, energia elektryczna – 28,7% oraz paliwa stałe (węgiel kamienny i koks) – 21,7%.

#### OGÓLNE ASPEKTY DOTYCZĄCE PODAŻY

Istotny wpływ na ograniczenie (i/lub racjonalizacja) zużycia energii ze źródeł pierwotnych, przewija się w wielu dokumentach strategicznych Unii Europejskiej oraz krajowych, z których część sukcesywnie znajduje odbicie w odpowiednich aktach prawnych.

#### STRATEGIA EUROPA 2020

Dokument "Europa 2020 –Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu", zaprezentowany przez Komisję Europejską 3 marca 2010 roku, jako jeden z priorytetów wymienia „*rozwój zrównoważony: wspieranie gospodarki efektywniej korzystającej z zasobów, bardziej przyjaznej środowisku i bardziej konkurencyjnej*”. Wśród kilku nadrzędnych, wymiernych celów UE wymienia: „*emisję dwutlenku węgla należy ograniczyć co najmniej o 20% w porównaniu z poziomem z 1990 r. lub, jeśli pozwolą na to warunki, nawet o 30%; należy zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii w naszym całkowitym zużyciu energii do 20% oraz zwiększyć efektywność wykorzystania energii o 20%*”. Wśród siedmiu projektów przewodnich, które umożliwią postępy w ramach każdego z priorytetów tematycznych, wymienia „*Europa efektywnie korzystająca z zasobów*” – *projekt na rzecz uniezależnienia wzrostu gospodarczego od wykorzystania zasobów, przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, modernizacji transportu oraz propagowania efektywności energetycznej*.

## POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2030 ROKU

---

Dokument **"Polityka energetyczna Polski do 2030 roku"**, przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki, a przyjęty przez Radę Ministrów dnia 10 listopada 2009 roku, jako jeden z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej wymienia:

- Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii,
- Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

W obszarze „Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii” jako główne cele polityki energetycznej dokument ten wymienia między innymi:

- Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz dalszy wzrost tego wskaźników latach następnych,
- Zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

W obszarze „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” jako główne cele polityki energetycznej dokument ten wymienia między innymi:

- Ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> do 2020 roku przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego,

Na Szczycie Rady Europejskiej 8-9 marca 2007 r. przyjęto Plan Działań integrujący politykę klimatyczną i energetyczną Wspólnoty, aby ograniczyć wzrost średniej globalnej temperatury o więcej niż 2 st. C powyżej poziomu sprzed okresu uprzemysłowienia, oraz zmniejszyć zagrożenie wzrostem cen i ograniczoną dostępnością ropy i gazu. Jednym z elementów prowadzących do osiągnięcia tego celu jest zwiększenie udziału energii produkowanej z OZE do 20 % całkowitego zużycia energii średnio w UE w 2020 r. Przedmiotowe przedsięwzięcie bezpośrednio wpisuje się we wszystkie te cele: sprzyja ograniczeniu zużycia energii ze źródeł pierwotnych, racjonalizuje poziom jej wykorzystania a tym samym wpływa na obniżenie emisji CO<sub>2</sub>. Wspomniane powyżej strategie powoli znajdują swoje odzwierciedlenie w przepisach, jednak ze względu na wiele uwarunkowań, w tym w szczególności ekonomicznych, przepisy nie narzucają nadmiernie rygorystycznych założeń w zakresie wykorzystywania energii odnawialnej. Przykładem takiego aktu prawnego jest Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, które w art. 14 mówi, że polityka energetyczna państwa określa w szczególności działania w zakresie ochrony środowiska.

Z dużym prawdopodobieństwem można przypuszczać, że przepisy prawne będą w tym zakresie coraz surowsze, co będzie sprzyjało wzrostowi popytu na racjonalizację zużycia energii ze źródeł pierwotnych oraz jej zastępowanie energią ciepłą pochodzącą ze źródeł odnawialnych.

## 6. DEFINIOWANIE OSTATECZNEGO ZAKRESU PROJEKTU

### 6.1. Analiza potrzeb inwestycyjnych

Główne cele inwestycyjne koncentrują się na poprawie efektywności systemu ciepłowniczego oraz zmniejszeniu jego emisyjności. Istotnym elementem planowanych zmian w systemie ciepłowniczym Sieradza jest możliwość zastosowania geotermii. Gmina Miasta Sieradz przeprowadziła prace mające na celu wykonanie otworu badawczo-eksploatacyjnego Sieradz GT-1 który potwierdza zasadność zastosowania geotermii do celów centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla odbiorców sieciowych.

W tym celu podjęto analizy mające na celu rozbudowę ciepłowni oznaczonej jako CM1 zlokalizowanej przy ulicy Zachodniej w Sieradzu, znajdującej się w bezpośrednim sąsiedztwie wykonanego otworu badawczo - eksploatacyjnego Sieradz GT-1 realizowanego przez Miasto Sieradz na działce nr 462/2 obręb 24.

### 6.2. Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do oceny technicznej systemu

Ciepłownia CM1 jest typową ciepłownią wyposażoną w 2 kotły wodno-rusztowe typu WR-25 opalane węglem kamiennym energetycznym. Nominalna moc kotłów wynosi 25 MW każdy, maksymalna moc trwała 29 MW, a moc minimalna 7,5 MW. Ciepłownia jest sprawna, jest wyposażona w zespół pomp obiegowych sieciowych, pompy zimnego mieszania, pompy gorącego mieszania, pompy stabilizujące, pompy uzupełniające, automatykę, zabezpieczenia oraz wszelkie inne niezbędne urządzenia. Ciepłownia, ze względu na wielkość kotłów i ich minimalną moc cieplną pracuje przede wszystkim w sezonie grzewczym. W okresie letnim pracuje druga ciepłownia - CM2 przy ul. Spółdzielczej.

Wykonany na terenach przyległych do ciepłowni otwór badawczo-eksploatacyjny otwór geotermalny GT-1 uzyskał akceptowalne parametry jakościowo-wydajnościowe niezbędnego zastosowania w systemie ciepłowniczym. Wydajność otworu GT-1 wynosi ok. 250 m<sup>3</sup>/h wody geotermalnej o temperaturze ok. 54°C na wypływie i mineralizacji 2,6 g/dm<sup>3</sup>.

Uruchomienie ciepłowni geotermalnej zlokalizowanej w ramach ciepłowni CM1 umożliwi efektywne zagospodarowanie przedmiotowego otworu.

Zastosowanie dwóch absorpcyjnych pomp ciepła z modułem kogeneracyjnym w ciepłowni CM1 umożliwia ponad półroczne zaspokojenie potrzeb cieplnych miasta Sieradz bez konieczności uruchamiania kotłów węglowych. W tym czasie nie następuje zanieczyszczanie powietrza atmosferycznego produktami pochodzącymi ze spalania węgla. Dodatkowa rezerwa mocy zachęca do podłączania kolejnych odbiorców do miejskiego systemu ciepłowniczego. Inwestycja jest również zgodna z Planem Gospodarki Niskoemisyjnej dążącej do zmniejszenia zjawiska niskiej emisji poprzez optymalizację źródeł ciepła.

### 6.3. Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do planowanego popytu na produkty/usługi

Potrzeby inwestycyjne spółki koncentrują się na zastąpieniu kotłów węglowych ciepłem pozyskanym z OZE przy zachowaniu wysokiej efektywności działania całego systemu ciepłowniczego.

Dodatkowym elementem projektu jest możliwość dalszego pozyskania odbiorców w wyniku likwidacji źródeł niskiej emisji opalanych paliwem stałym a także uzyskanie dodatkowych przychodów z tyt. sprzedaży energii elektrycznej.

Wielkość sieci ciepłowniczej oraz struktura wytwarzania ciepła na terenie miasta pozwala stwierdzić, że istnieje potencjał do wzrostu zapotrzebowania na ciepło systemowe głównie w oparciu o systematyczną eliminację kotłów węglowych, szczególnie dotyczy to obszarów miasta o zwartej zabudowie, gdzie zapotrzebowanie na ciepło jest największe oraz gdzie warunki techniczno-ekonomiczne uzasadniają takie inwestycje.

### 6.4. Opis potrzeb inwestycyjnych związanych z uporządkowaniem, racjonalizacją i minimalizacją negatywnego wpływu na środowisko funkcjonowania istniejących obiektów; identyfikacja niezbędnych działań dla zniwelowania zidentyfikowanych braków i wypełnienia potrzeb systemu – określenie zakresu niezbędnych inwestycji

Przedmiotowa inwestycja wpisuje się w działania mające na celu uporządkowanie, racjonalizację i minimalizację negatywnego wpływu na środowisko.

Potrzeby inwestycyjne w ramach przedmiotowego projektu koncentrują się na modernizacji i efektywnej rozbudowie obecnego stanu sieci cieplnej.

Struktura wytwarzania ciepła na terenie miasta pozwala stwierdzić, że istnieje potencjał do wzrostu zapotrzebowania na ciepło systemowe głównie w oparciu o systematyczną eliminację kotłów węglowych, szczególnie dotyczy to obszarów miasta o zwartej zabudowie, gdzie zapotrzebowanie na ciepło jest największe oraz gdzie warunki techniczno-ekonomiczne uzasadniają takie inwestycje.

## 7. ANALIZA OPCJI (W TYM TECHNICZNYCH)

### 7.1. Zakres i metodyka analizy

Budowa modułu kogeneracyjnego stanowi element całościowego systemu rozbudowy ciepłowni CM1 w kierunku ciepłowni geotermalno-biomasowej. Przewiduje się trzy warianty rozbudowy ciepłowni CM1.

- Pierwszy wariant zakłada budowę ciepłowni geotermalnej z wykorzystaniem dwóch sprężarkowych elektrycznych pomp ciepła.
- Drugi wariant opiera się na zastosowaniu dwóch absorpcyjnych pomp ciepła.
- Trzeci wariant natomiast zakłada zastosowanie dwóch absorpcyjnych pomp ciepła wraz z modułem kogeneracyjnym.

W każdym wariantcie przewiduje się zastosowanie geotermalnego wymiennika ciepła służącego do bezpośredniej wymiany ciepła między wodą geotermalną a wodą sieciową. Niezależnie od wybranego rodzaju pompy ciepła zakłada się wybudowanie nowego budynku przeznaczonego wyłącznie na urządzenia i technologię związaną z geotermią.

Jednocześnie należy dodać, że realizowana inwestycja /moduł kogeneracyjny/ może funkcjonować samodzielnie bez uruchomienia ciepłowni geotermalnej.

Analizę opcji, w tym: technicznych ma pozwolić wybrać najbardziej efektywny wariant realizacji projektu przeprowadzono za pomocą analizy wielokryterialnej.

### 7.2. Analiza wykonalności (identyfikacja możliwych rozwiązań lokalizacyjnych i technologicznych, w tym wariantów poddanych analizie podczas oceny oddziaływania na środowisko)

#### WARIANT 1

##### Wariant ze sprężarkowymi pompami ciepła zlokalizowanymi obok Kotlewni przy ul. Zachodniej

W tym wariantcie zakłada się zastosowanie sprężarkowych elektrycznych pomp ciepła, dla których dolnym źródłem ciepła będzie woda sieciowa powrotna. Wydajność odwiertu oraz temperatura wody geotermalnej umożliwią zastosowanie dwóch pomp ciepła o mocy cieplnej ok. 6,0 MWt każda, co we współpracy z geotermalnym wymiennikiem ciepła daje moc ciepłowni geotermalnej na poziomie 12,0 MWt. Sprężarkowa pompa ciepła umożliwia podgrzanie wody sieciowej do ok. 70°C przy korzystnym współczynniku COP = ~5,0. W praktyce, ze względu na ograniczoną moc cieplną urządzenia oraz znaczne przepływy wody sieciowej, w sezonie grzewczym pompy ciepła wraz z wymiennikami ciepła umożliwią podgrzanie wody sieciowej do temperatury ok. 68°C.

### Źródło energii elektrycznej dla silników sprężarek

Do działania sprężarkowych elektrycznych pomp ciepła wymagane jest dostarczenie energii elektrycznej w ilości około 1,1 MWe i napięciu 6,0 kV do każdej z nich.

Do prawidłowego działania wymagane jest również zastosowanie chłodnicy wentylatorowej lub agregatu chłodniczego o wydajności chłodniczej ok. 150 kW po jednym urządzeniu na każdą sprężarkową pompę ciepła. Są to urządzenia przeznaczone do chłodzenia silnika pompy ciepła.

### Układ hydrauliczny oraz główne urządzenia

W zależności od rozpatrywanej pory roku, część geotermalna ciepłowni (dla uproszczenia nazywana dalej ciepłownią geotermalną) będzie stanowiła samodzielne źródło ciepła lub będzie spełniała rolę wstępnego podgrzania wody sieciowej, która następnie będzie dogrzana do wymaganej temperatury przez istniejące kotły WR-25. Układ hydrauliczny wariantu ze sprężarkową pompą ciepła pokazano na załącznikach Z-1 (ogólny schemat ideowy ciepłowni CM1 z proponowanym sposobem włączenia ciepłowni geotermalnej) oraz Z-8, Z-9 i Z-10 (schematy ideowe ciepłowni geotermalnej ze sprężarkową pompą ciepła z pokazanymi 3 trybami pracy).

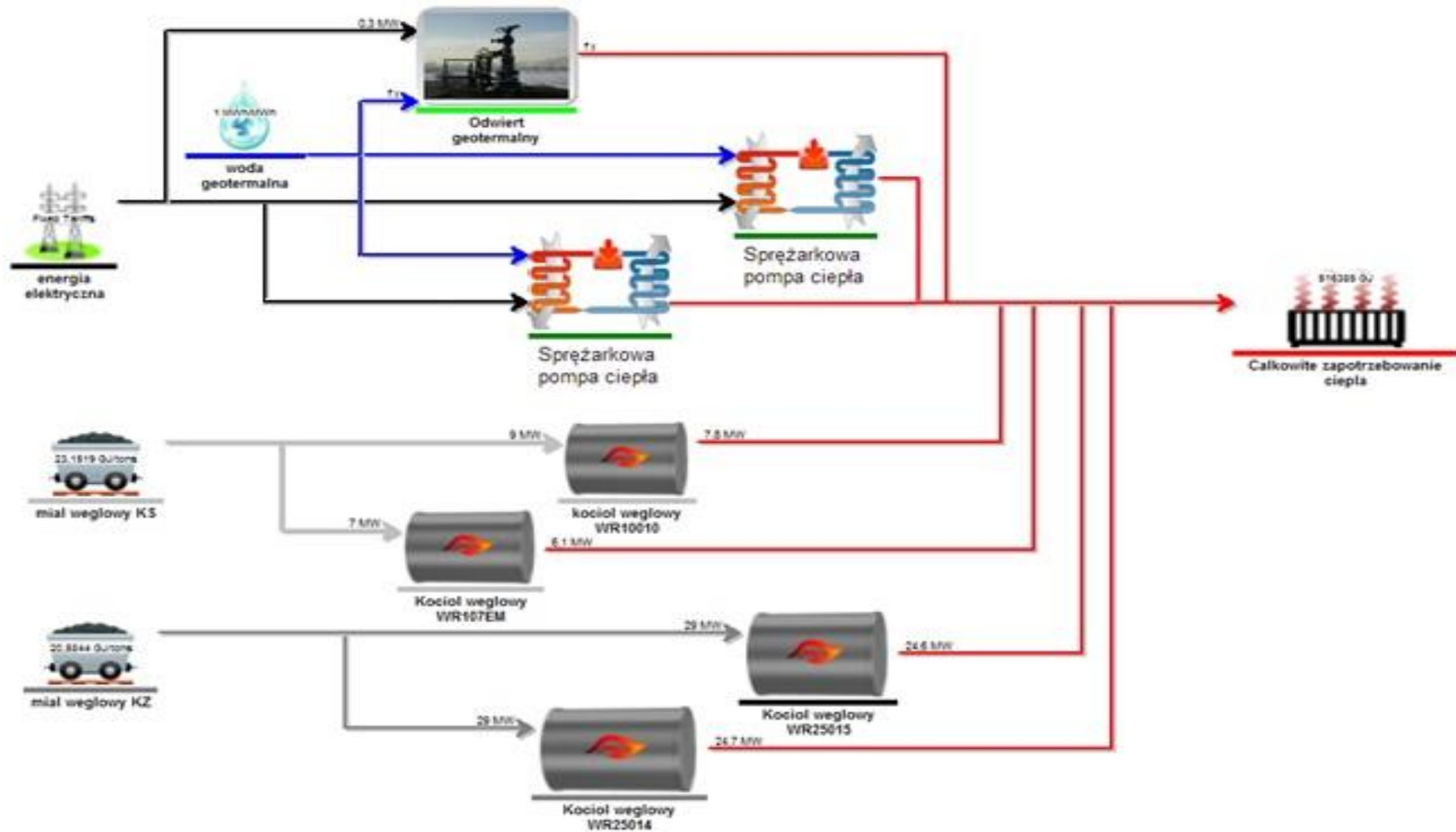
Do ciepłowni geotermalnej dostarczany jest cały strumień wody sieciowej z ciepłowni CM1. W celu ochrony urządzeń w ciepłowni w pierwszej kolejności woda jest kierowana na podwójny filtr siatkowy. Następnie woda sieciowa kierowana jest do zaworu trójdrogowego gdzie następuje rozdział strumienia wody sieciowej. 125 m<sup>3</sup>/h wody sieciowej zostanie skierowane do każdej pompy ciepła. Strumień wody sieciowej skierowanej do pompy ciepła (125 m<sup>3</sup>/h) jest wprowadzony do parownika gdzie następuje jej schłodzenie o ok. 20-30 K (odpowiada to mocy cieplnej ok. 3,8 MWt). Schłodzona w pompie ciepła woda sieciowa jest następnie skierowana do geotermalnego wymiennika ciepła gdzie następuje jej podgrzanie do temperatury ok. 48-53°C. Jednocześnie woda geotermalna zostaje schłodzona do temperatury ok. 35-37°C. Po opuszczeniu geotermalnego wymiennika ciepła podgrzana woda sieciowa (250 m<sup>3</sup>/h) jest mieszana ze wcześniej by-passowaną. Cały strumień zmieszanej wody jest kierowany do skraplacza pompy ciepła gdzie następuje oddanie ciepła (z parowacza i silnika) i podgrzanie całego strumienia wody sieciowej do temperatury 68-70°C.

W pompie ciepła woda sieciowa może zostać podgrzana do maksymalnie ok. 70°C (możliwości pompy ciepła przy korzystnym współczynniku COP - powyżej 5,0). Przy założonych trybach pracy całej ciepłowni (patrz załączniki Z-9 i Z-10) woda sieciowa będzie podgrzana do niższych temperatur (ok. 68°C). Wynika to z mocy pompy ciepła która przy określonym przepływie wody sieciowej umożliwi podgrzanie wody sieciowej do w/w temperatur. Moc pompy ciepła jest ograniczona strumieniem wody geotermalnej oraz możliwościami jej schłodzenia (maks. do ok. 20°C). Po podgrzaniu wody sieciowej w pompie ciepła do temperatury 68-70°C zostanie ona skierowana do kotłów WR-25 gdzie nastąpi jej dogrzanie do wymaganej tabelą regulacyjną temperatury.

Ciepłownia geotermalna może stanowić samodzielne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Sieradz w momencie gdy wymagana moc cieplna sieci nie przekracza ok. 10 MW i jednocześnie temperatura wody sieciowej jest nie wyższa niż 70°C. Dotyczy to praktycznie wyłącznie okresu letniego (moc ok. 6,0 MW, T=70/50°C) co odpowiada około 2/5 roku (ok. 3500 h). Przez pozostałą część roku wymagane jest dodatkowe dostarczanie ciepła za pomocą kotłów węglowych.



Ogólny schemat ideowy ciepłowni geotermalnej jako zespołu ciepłowni przy ul. Zachodniej i ul. Spółdzielczej wraz z rozbudową ciepłowni przy ul. Zachodniej o część geotermalną Wariant 1



Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

Do zaprezentowanych obliczeń przyjęto dane dla reprezentatywnego 2016 roku:

- **2016**
  - średnioroczne zapotrzebowanie na ciepło ( sprzedaż ciepła ) w wysokości 482 813 GJ.
  - zapotrzebowanie na ciepło poza sezonem grzewczym tj. od 20.05 do 01.10. przyjęto w wysokości 5,6 MW;

Wyniki obliczeń rocznego zużycia energii/paliw w wariancie sprężarkowej pompy ciepła ciepłowni geotermalnej przy ul. Zachodniej. Wyniki na podstawie danych z roku 2016.			
Roczne zapotrzebowanie ciepła	Całkowite zapotrzebowanie ciepła	482 813	[GJ]
	Całkowite zapotrzebowanie ciepła	134 115	[MWh]
	Maksymalna moc	53,4	[MW]
Roczna produkcja ciepła	Sprężarkowa pompa ciepła wraz z geotermalnym wymiennikiem ciepła	72 931	[MWh]
	Kocioł węglowy WR10010	0	[MWh]
	Kocioł węglowy WR107EM		
	Kocioł węglowy WR25015	61 184	[MWh]
Kocioł węglowy WR25014			
Roczne zużycie energii	Woda geotermalna	58 734	[MWh]
	Energia elektryczna do napędu sprężarkowej pompy ciepła	15 616	[MWh]
	Miało węglowy KS (CM1, 22 MJ/kg)	0	[MWh]
	Miało węglowy KZ (CM2, 20,5 MJ/kg)	61 184	[MWh]
Roczne zużycie paliwa	Woda geotermalna	58 734	[MWh]
	Energia elektryczna do napędu sprężarkowej pompy ciepła	15 616	[MWh]
	Miało węglowy KS (CM1, 22 MJ/kg)	0	[ton]
	Miało węglowy KZ (CM2, 20,5 MJ/kg)	10 753	[ton]

Podane zestawienia zużycia energii elektrycznej nie uwzględniają zużycia energii elektrycznej przez urządzenia takie jak:

- pompę geotermalną;
- pozostałe kotły WR wraz z urządzeniami pomocniczymi;
- pompy sieciowe;
- ogólną istniejącą technologię ciepłowni.

## **WARIANT 2**

### **Wariant z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła zasilanymi z kotłów gazowych zlokalizowanymi obok budynku istniejącej Kotlewni przy ul. Zachodniej**

W tym wariantcie zakłada się zastosowanie dwóch absorpcyjnych bromolitowych pomp ciepła, dla których dolnym źródłem ciepła będzie woda geotermalna. Do działania tego rodzaju pomp ciepła zalecane jest dostarczenie energii cieplnej w postaci wysokoparametrowej wody grzewczej o optymalnej temperaturze zasilania ok. 170oC. Wydajność odwiertu oraz temperatura wody geotermalnej umożliwia zastosowanie dwóch pomp ciepła o mocy cieplnej każdej z nich wynoszącej po ok. 10 MWt. Absorpcyjne pompy ciepła, do których zostanie doprowadzona woda geotermalna o temperaturze ok. 50oC oraz gorąca woda kotłowa (170oC) umożliwia podgrzanie wody sieciowej do maksymalnie ok. 90oC. W praktyce, ze względu na ograniczoną moc cieplną urządzenia oraz znaczne przepływy wody sieciowej, w sezonie grzewczym pompa ciepła urządzenie umożliwi podgrzanie wody sieciowej do temperatury ok. 79oC.

Źródło wysokotemperaturowej wody grzewczej do napędu pompy ciepła

Do działania pompy ciepła wymagane jest doprowadzenie wysokotemperaturowej wody grzewczej o temperaturze optymalnej 170/150oC. Jako źródło tej wody założono wykorzystanie dwóch przemysłowych wysokotemperaturowych kotłów wodnych o mocy każdego ok. 6,5 MW opalanych gazem ziemnym wysokometanowym. Kotły posiadają zintegrowany ekonomizer (dodatkowy wymiennik ciepła spalin) o mocy 0,6 MW. Nominalna moc każdego kotła wraz z ekonomizerem wynosi 7,1 MW.

Kotły będą dostarczały ciepło wyłącznie do pomp ciepła. Układ hydrauliczny składa się z rurociągów oraz pomp cyrkulacyjnych wraz ze wszelką niezbędną armaturą. Wszystkie urządzenia powinny być dostosowane do pracy z wodą gorącą (min. 150oC). Układy hydrauliczne kotłów powinny być wyposażone we własne systemy stabilizacji ciśnienia oraz zawory bezpieczeństwa. Ze względu na wysokie wymagania w zakresie parametrów wody obiegowej zakłada się zastosowanie kompletnej stacji uzdatniania wody, składający się z filtra, zmiękczacza, stacji odwróconej osmozy oraz odgazowywacza próżniowego.

Układ ekonomizera będzie wyposażony we własną pompę cyrkulacyjną.

Odprowadzenie spalin z każdego kotła będzie odbywać się kominem spalinowym o średnicy ok. 900 mm i wysokości ok. 12-14 m. Nawiew powietrza do spalania poprzez układ wentylacji mechanicznej nawiewnej.

Doprowadzenie gazu

Do każdego kotła należy doprowadzić gaz ziemny w ilości ok. 800 m<sup>3</sup>/h. Ciśnienie gazu - średnie. Na działce przewidziano zabudowę stacji gazowej pomiarowej. Na ścianie budynku skrzynka z automatycznym zaworem odcinającym systemu detekcji gazu.

Budynek ciepłowni

Budynek ciepłowni należy wykonać jako wolnostojący, o konstrukcji stalowej, ze ścianami i dachem wykonanymi z płyt warstwowych. Powierzchnia hali technologicznej powinna wynosić ok. 760 m<sup>2</sup>. Wysokość hali ok. 8 m w świetle. Budynek ciepłowni powinien posiadać dodatkowe pomieszczenia pomocnicze (sterownię, magazyn, pomieszczenie transformatora i rozdzielni elektrycznej, ewentualnie dodatkowe pomieszczenie dla załogi).

Posadzka budynku musi być odpowiednia do posadowienia urządzeń o masie do 70 ton. Konstrukcja budynku powinna umożliwiać zastosowanie podpór, zawiesi i mocowań rurociągów technologicznych o średnicach do 400 mm, wraz z przejmowaniem sił od naprężeń. Budynek należy wyposażyć w odpowiednią wentylację nawiewną i wywiewną, system aktywnej detekcji gazu, kanalizację technologiczną oraz wszelkie pozostałe niezbędne urządzenia i zabezpieczenia.

Układ hydrauliczny oraz główne urządzenia

W zależności od rozpatrywanej pory roku, część geotermalna ciepłowni (dla uproszczenia nazywana dalej ciepłownią geotermalną) będzie stanowiła samodzielne źródło ciepła lub będzie spełniała rolę wstępnego podgrzania wody sieciowej, która następnie będzie dogrzana do wymaganej temperatury przez istniejące kotły WR-25.

Układ hydrauliczny wariantu z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła pokazano na załącznikach Z-1 (ogólny schemat ideowy ciepłowni CM1 z proponowanym sposobem włączenia ciepłowni geotermalnej) oraz Z-5, Z-6 i Z-7 (schemat ideowy ciepłowni geotermalnej z absorpcją z pokazanymi 3 trybami pracy).

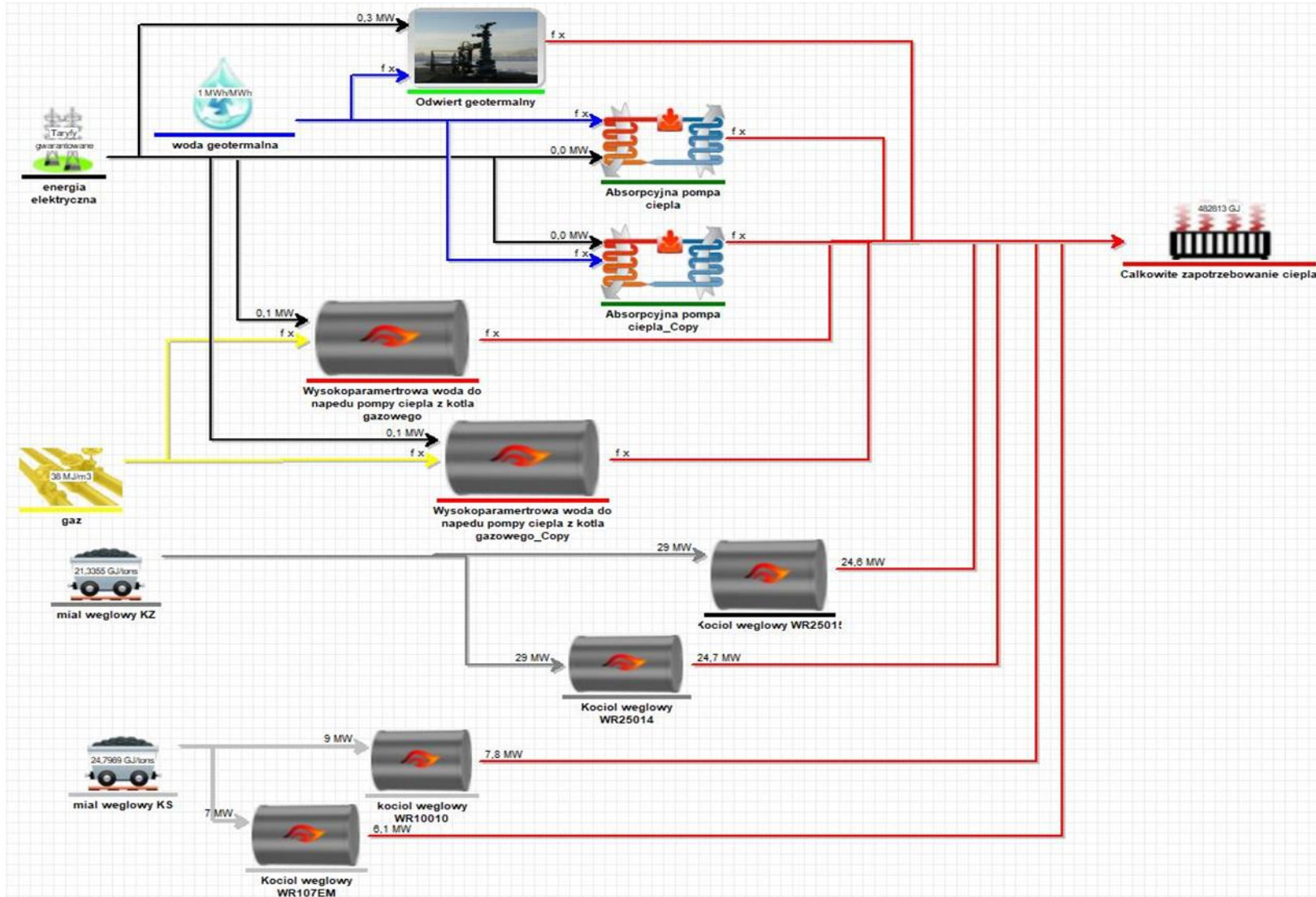
Do ciepłowni geotermalnej dostarczany jest cały strumień wody sieciowej z ciepłowni CM1. W celu ochrony urządzeń w ciepłowni w pierwszej kolejności woda jest kierowana na podwójny filtr siatkowy. W pierwszej kolejności woda sieciowa będzie kierowana do geotermalnego płytowego skręcanego wymiennika ciepła gdzie następuje bezpośrednia wymiana ciepła między wodą geotermalną a wodą sieciową. Bezpośrednia wymiana ciepła w wymienniku będzie następować jeżeli temperatura wody sieciowej wprowadzanej na wymiennik będzie niższa niż 52oC (co występuje przez większość roku). Woda sieciowa zostanie podgrzana do maksymalnie 52oC (w praktyce do nieco niższej temperatury wynikowej, wynikającej z wielkości przepływu wody sieciowej i ograniczonych możliwości cieplnych wymiennika geotermalnego).

Następnie część wody sieciowej (założono do 300 m<sup>3</sup>/h) będzie kierowana do ekonomizerów znajdujących się przy kotłach, gdzie nastąpi jej podgrzanie do temperatury wynikającej z aktualnej mocy kotła (o ok. 1,5 do 3K). Kolejno wstępnie podgrzana w wymienniku woda sieciowa będzie skierowana do absorpcyjnych pomp ciepła o nominalnej mocy cieplnej ok. 10 MW każda.

W pompach ciepła woda sieciowa może zostać podgrzana do maksymalnie ok. 90-95oC (możliwości technologiczne pomp ciepła). Przy założonych trybach pracy całej ciepłowni (patrz załączniki Z-5, Z-6 i Z-7) woda sieciowa będzie podgrzana do niższych temperatur (ok. 70-79oC) . Wynika to z mocy pomp ciepła, która przy określonym przepływie wody sieciowej umożliwi podgrzanie wody sieciowej do w/w temperatur. Moc pomp ciepła jest ograniczona strumieniem wody geotermalnej oraz możliwościami jej schłodzenia (maks. do ok. 20oC). Po podgrzaniu wody sieciowej do temperatury 70-79oC zostanie ona skierowana do kotłów WR-25, gdzie nastąpi jej dogrzanie do wymaganej tabelą regulacyjną temperatury.

Ciepłownia geotermalna może stanowić samodzielne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Sieradz w momencie gdy wymagana moc cieplna sieci nie przekracza ok. 25 MW i jednocześnie temperatura wody sieciowej jest nie wyższa niż 90oC. Dotyczy to przede wszystkim okresu letniego (moc ok. 6,0 MW, T=70/50oC) oraz początku lub końcówki okresu grzewczego czyli około połowy roku (ok. 6000 h). Przez pozostałą część roku wymagane jest dodatkowe dostarczanie ciepła za pomocą kotłów węglowych.

Ogólny schemat ideowy ciepłowni geotermalnej jako zespołu ciepłowni przy ul. Zachodniej i ul. Spółdzielczej wraz z rozbudową ciepłowni przy ul. Zachodniej o część geotermalną Wariant 2.



Do zaprezentowanych obliczeń przyjęto dane dla reprezentatywnego 2016 roku:

- **2016**
  - średnioroczne zapotrzebowanie na ciepło (sprzedaż ciepła) w wysokości 482 813 GJ.
  - zapotrzebowanie na ciepło poza sezonem grzewczym tj. od 20.05 do 01.10. przyjęto w wysokości 5,6 MW;

Zapotrzebowanie ciepła :	Całkowite zapotrzebowanie ciepła	482 813,0 GJ		
	Maksymalna moc	53,4 MW		
Produkcja ciepła :	Odwiert geotermalny	11 110,0 MWh/rok	8,30%	
	Absorpcyjna pompa ciepła	42 372,8 MWh/rok	31,60%	
	Wysokoparametrowa woda do napędu pompy ciepła z kotła gazowego	67 973,0 MWh/rok	50,70%	
	Kocioł węglowy WR25015	10 299,5 MWh/rok	7,70%	
	Kocioł węglowy WR25014	108,5 MWh/rok	0,10%	
	Kocioł węglowy WR10010	2 250,9 MWh/rok	1,70%	
	Kocioł węglowy WR107EM	0,0 MWh/rok	0,00%	
	<b>Razem</b>	<b>134 114,7 MWh/rok</b>	<b>100,00%</b>	
Zużycie paliwa :	woda geotermalna	53 482,8 MWh		
	gaz	6 132 904,0 m <sup>3</sup>		
	miał węglowy KZ	2 070,2 ton		
	miał węglowy KS	377,1 ton		
z podziałem na źródła ciepła :	Odwiert geotermalny	11 110,0 MWh	=	11 110,0 MWh
	Absorpcyjna pompa ciepła	42 372,8 MWh	=	42 372,8 MWh
	Wysokoparametrowa woda do napędu pompy ciepła z kotła gazowego	64 736,2 MWh	=	6 132 904,0 m <sup>3</sup>
	Kocioł węglowy WR25015	12 141,7 MWh	=	2 048,7 ton
	Kocioł węglowy WR25014	127,3 MWh	=	21,5 ton
	Kocioł węglowy WR10010	2 597,2 MWh	=	377,1 ton
	Kocioł węglowy WR107EM	0 MWh	=	0,0 ton
	<b>Razem</b>	<b>133 085,3 MWh</b>		

### **WARIANT 3 /PREFEROWANY/**

**Wariant z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła zasilanymi z kotłów gazowych oraz modułem kogeneracyjnym wspomagającym pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej zlokalizowanej obok budynku istniejącej Kociołowni przy ul. Zachodniej**

W tym wariantcie przewiduje się wykorzystanie wykonanego otworu geotermalnego, z którego będzie pozyskiwana woda geotermalna w ilości ok. 250 m<sup>3</sup>/h oraz temperaturze wypływu ok. 54oC.

Woda geotermalna będzie wykorzystywana na 2 sposoby:

- w pierwszej kolejności jako bezpośrednie źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego (wstępne podgrzewanie wody sieciowej powrotnej) poprzez przekazanie ciepła w płytowym skręcanym wymienniku ciepła; wymiennik ciepła umożliwi podgrzanie wody sieciowej do maksymalnie 52oC, przy jednoczesnym schłodzeniu wody geotermalnej do ok. 49-50oC (schłodzenie wody geotermalnej będzie zależne od temperatury wody sieciowej powrotnej i może wynosić od 0 do ok. 5 K);
- w drugiej kolejności woda geotermalna będzie stanowiła dolne źródło ciepła dla pomp ciepła; zakłada się zastosowanie 2 absorpcyjnych bromolitowych pomp ciepła o mocy cieplnej ok. 10 MW każda.

Do działania tego rodzaju pomp ciepła zalecane jest dostarczenie energii cieplnej w postaci wysokoparametrowej wody grzewczej o optymalnej temperaturze zasilania ok. 170oC. Wydajność odwiertu oraz temperatura wody geotermalnej umożliwi zastosowanie systemu z dwiema pompami ciepła.

Źródła wysokotemperaturowej wody grzewczej do napędu pomp ciepła

Do prawidłowego działania absorpcyjnych pomp ciepła wymagane jest dostarczenie energii cieplnej w postaci wysokoparametrowej wody grzewczej o temperaturze ok. 170/150oC. Woda ta będzie przygotowywana w 2 wysokotemperaturowych przemysłowych kotłach wodnych opalanych gazem ziemnym. Moc jednego kotła powinna wynosić ok. 6,5 MW. Kotły powinny być wyposażone w ekonomizery (dodatkowe wymienniki ciepła spalin).

Absorpcyjne pompy ciepła, do których dostarczana jest woda geotermalna o temperaturze ok. 49-54oC oraz woda kotłowa o parametrze ok. 170/150oC umożliwiają podgrzanie wody sieciowej (czyli górnego źródła ciepła) do maksymalnie 90-95oC.

Zakłada się również zastosowanie modułu kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym, wytwarzającego jednocześnie energię elektryczną oraz energię cieplną. Zakładana moc elektryczna modułu kogeneracyjnego będzie nie większa niż ok. 0,9 MW, co odpowiada wytwarzaniu mocy cieplnej na poziomie ok. 1,1 MW. Ciepło wytwarzane przez moduł kogeneracyjny pochodzi głównie z chłodzenia silnika oraz jest odzyskiwane ze spalin. Parametry wody grzewczej pochodzącej z kogeneracji to 90/70oC.

Na dalszym etapie realizacji projektu przewiduje się również zastosowanie kotła o mocy ok. 8,0 MW opalanego biomasą. Paliwem biomasowym będą zrębki dostarczane przez sieć okolicznych dostawców. Kocioł umożliwi podgrzanie wody do ok. 130oC.



Wszystkie w/w urządzenia projektuje się w celu ograniczenia zużycia miazłu węglowego i zmniejszenia emisji zanieczyszczeń do środowiska.

#### Doprowadzenie gazu

Do kotłów oraz modułu kogeneracyjnego należy doprowadzić gaz ziemny w łącznej ilości ok. 1200 m<sup>3</sup>/h. Ciśnienie gazu - średnie. Na działce przewidziano zabudowę stacji gazowej pomiarowej.

#### Budynek ciepłowni

Budynek ciepłowni należy wykonać jako wolnostojący, o konstrukcji stalowej, ze ścianami i dachem wykonanymi z płyt warstwowych. Powierzchnia hali technologicznej powinna wynosić ok. 760 m<sup>2</sup>. Wysokość hali ok. 8 m w świetle. Budynek ciepłowni powinien posiadać dodatkowe pomieszczenia pomocnicze (sterownię, magazyn, pomieszczenie transformatora i rozdzielni elektrycznej, ewentualnie dodatkowe pomieszczenie dla załogi). Posadzka budynku musi być odpowiednia do posadowienia urządzeń o masie do 70 ton. Konstrukcja budynku powinna umożliwiać zastosowanie podpór, zawiesi i mocowań rurociągów technologicznych o średnicach do 400 mm, wraz z przejmowaniem sił od naprężeń. Budynek należy wyposażyć w odpowiednią wentylację nawiewną i wywiewną, system aktywnej detekcji gazu, kanalizację technologiczną oraz wszelkie pozostałe niezbędne urządzenia i zabezpieczenia.

#### Układ hydrauliczny oraz główne urządzenia

W zależności od rozpatrywanej pory roku część geotermalna ciepłowni (dla uproszczenia nazywana dalej ciepłownią geotermalną) będzie stanowiła samodzielne źródło ciepła lub będzie zapewniać wstępne podgrzanie wody sieciowej. Gdy wymagana jest wyższa moc cieplna (powyżej ok. 23 MW) woda sieciowa będzie dogrzewana do wymaganej temperatury przez projektowany kocioł na biomasę. W sytuacji gdy moc cieplna części geotermalnej, kogeneracji i kotła biomasowego będzie wciąż zbyt niska (czyli przy zapotrzebowaniu powyżej ok. 30 MW) dalsze dogrzewanie wody nastąpi poprzez istniejące kotły WR-25. Należy dążyć do jak najkrótszego czasu użytkowania kotłów WR-25 w celu zminimalizowania ilości spalanej miazły węglowej.

Układ hydrauliczny tego wariantu pokazano na załącznikach Z-1 (ogólny schemat ideowy ciepłowni CM1 z proponowanym sposobem włączenia ciepłowni geotermalnej) oraz Z-2, Z-3 i Z-4 (schemat ideowy ciepłowni geotermalnej z absorpcją i kogeneracją z pokazanymi 3 trybami pracy).

Zakłada się, że do ciepłowni geotermalnej dostarczany będzie cały strumień wody sieciowej z ciepłowni CM1. W celu ochrony urządzeń w ciepłowni woda sieciowa będzie w pierwszej kolejności filtrowana (np. w filtrodmulaczu). Następnie woda sieciowa będzie doprowadzona do geotermalnego płytowego skręcanego wymiennika ciepła, gdzie nastąpi bezpośrednia wymiana ciepła między wodą geotermalną a wodą sieciową. Bezpośrednia wymiana ciepła w wymienniku będzie następować jeżeli temperatura wody sieciowej wprowadzanej do wymiennika będzie niższa niż 54°C. Bezpośrednia wymiana ciepła jest możliwa przez większość roku.

W wymienniku geotermalnym woda sieciowa zostanie podgrzana do maksymalnie 52°C. Faktyczna temperatura wody sieciowej po ogrzaniu w wymienniku będzie się wahać od ok. 48°C do 52°C i wynikać będzie z wielkości przepływu wody sieciowej, wody geotermalnej oraz technicznych możliwości cieplnych wymiennika geotermalnego.

Następnie część wody sieciowej będzie kierowana do ekonomizerów kotłów gazowych, gdzie nastąpi jej podgrzanie do temperatury wynikającej z aktualnej mocy kotłów. Zakłada się, że na 1 ekonomizer będzie kierowane ok. 150 m<sup>3</sup>/h wody sieciowej, która zostanie podgrzana o maks. 5 K. Woda podgrzana wstępnie w ekonomizerach miesza się z pozostałą częścią wody sieciowej.

W dalszej kolejności część wody sieciowej (zakłada się ok. 100 m<sup>3</sup>/h) będzie skierowana do wymiennika ciepła modułu kogeneracyjnego, gdzie nastąpi przekazanie ok. 1,20 MW mocy cieplnej. Skutkuje to podgrzaniem 100 m<sup>3</sup>/h wody sieciowej o ok. 10 K. Woda podgrzana przez moduł kogeneracyjny miesza się z pozostałą częścią wody sieciowej i tak podgrzana woda sieciowa będzie skierowana do absorpcyjnych pomp ciepła.

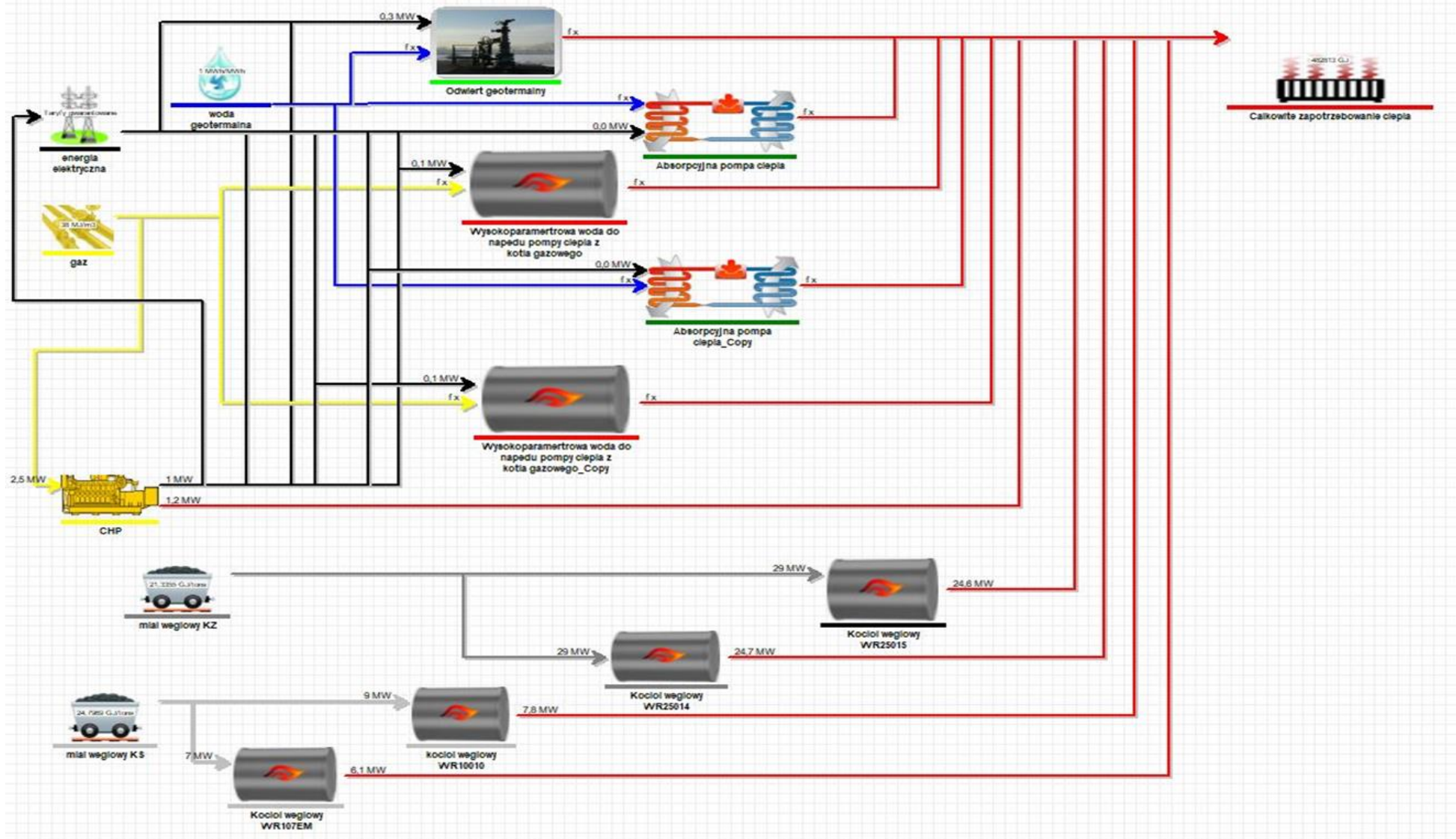
W pompach ciepła woda sieciowa może zostać podgrzana do maksymalnie ok. 90- 95 oC (możliwości technologiczne pompy ciepła). Przy założonych trybach pracy całej ciepłowni woda sieciowa będzie podgrzana do niższych temperatur (ok. 70-80oC). Wynika to z mocy pomp ciepła, które przy określonym przepływie wody sieciowej umożliwią podgrzanie wody sieciowej do w/w temperatur. Moc pomp ciepła jest ograniczona strumieniem wody geotermalnej oraz możliwościami jej schłodzenia (zakłada się schłodzenie do maksymalnie ok. 20oC). Po podgrzaniu wody sieciowej do temperatury 70-80oC zostanie ona skierowana do kotła biomasowego oraz do kotłów WR-25, gdzie nastąpi jej dogrzanie do wymaganej tabelą regulacyjną temperatury.

Etapy podgrzewania wody sieciowej powinny być następujące:

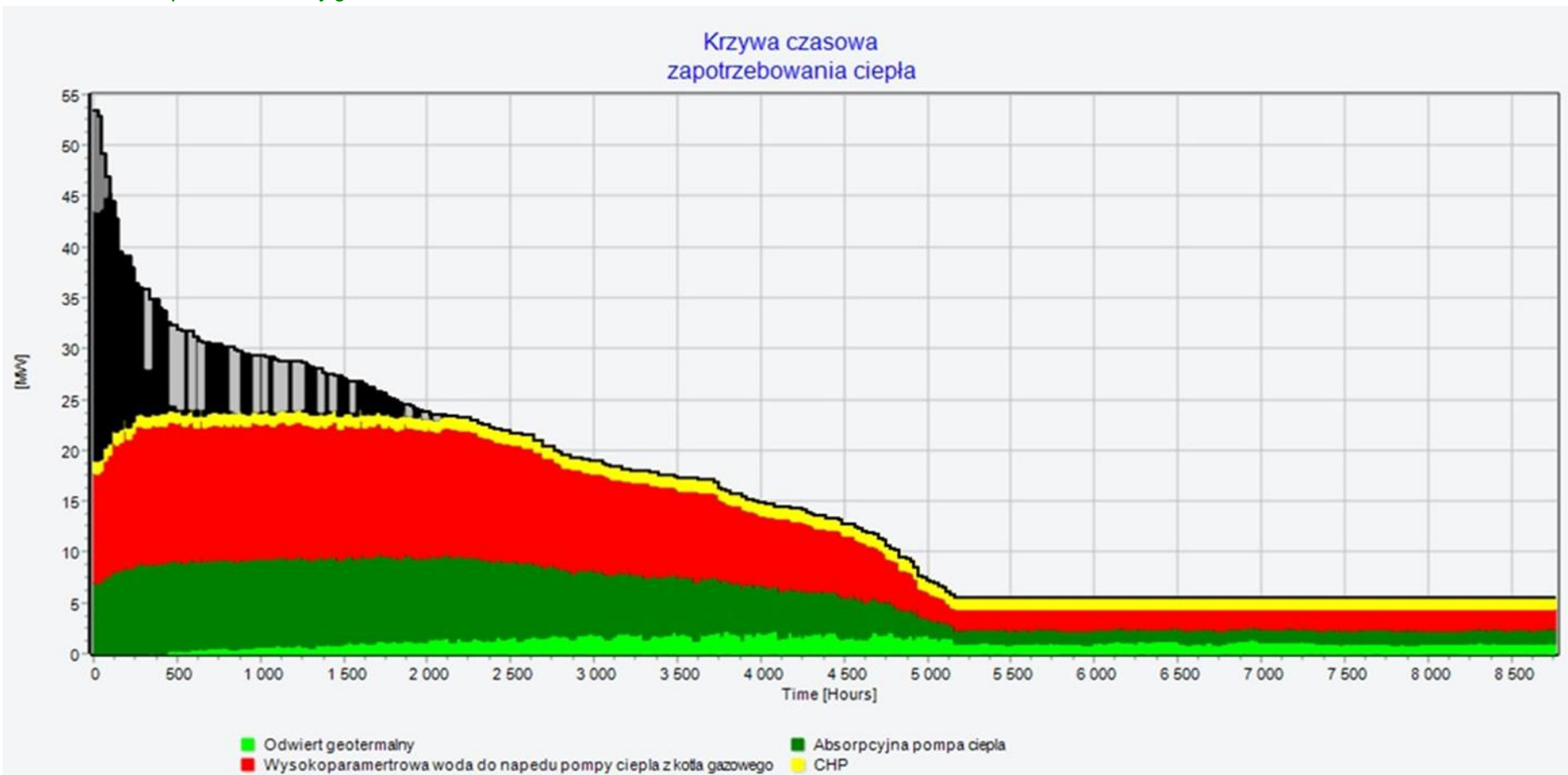
0. Woda powracająca z sieci → 1. wymiennik geotermalny → 2. ekonomizery kotłów → 3. moduł kogeneracyjny → 4. absorpcyjne pompy ciepła → 5. kocioł biomasowy → 6. kotły węglowe WR 25.

Ciepłownia geotermalna, w której zastosowano: wymiennik ciepła, moduł kogeneracyjny i pompy ciepła (wraz z kotłami) może stanowić samodzielne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Sieradz w momencie, gdy wymagana moc cieplna sieci nie przekracza ok. 23 MW i jednocześnie temperatura wody sieciowej jest nie wyższa niż 90oC. Dotyczy to przede wszystkim okresu letniego (moc ok. 6,0 MW, T=70/50oC) oraz częściowo okresu grzewczego, czyli ponad połowy roku (ok. 5000-5500 godzin). Przez pozostałą część roku może być wymagane dodatkowe dostarczanie ciepła za pomocą kotła biomasowego oraz kotłów węglowych.

Ogólny schemat ideowy ciepłowni geotermalnej jako zespołu ciepłowni przy ul. Zachodniej i ul. Spółdzielczej wraz z rozbudową ciepłowni przy ul. Zachodniej o część geotermalną Wariant 3



Krzywa czasowa zapotrzebowania na ciepło oraz struktura jego dostarczenia Wariant 3



Do zaprezentowanych obliczeń przyjęto dane dla reprezentatywnego 2016 roku:

- **2016**
  - średnioroczne zapotrzebowanie na ciepło ( sprzedaż ciepła ) w wysokości 482 813 GJ.
  - zapotrzebowanie na ciepło poza sezonem grzewczym tj. od 20.05 do 01.10. przyjęto w wysokości 5,6 MW;

Zapotrzebowanie ciepła :	Całkowite zapotrzebowanie ciepła	482 813,0 GJ		
	Maksymalna moc	53,4 MW		
Produkcja ciepła :	Odwiert geotermalny	11 110,0 MWh/rok	8,30%	
	Absorpcyjna pompa ciepła	38 514,4 MWh/rok	28,70%	
	Wysokoparametrowa woda do napędu pompy ciepła z kotła gazowego	58 990,4 MWh/rok	44,00%	
	Kocioł węglowy WR25015	11 838,6 MWh/rok	8,80%	
	Kocioł węglowy WR25014	597,9 MWh/rok	0,40%	
	Kocioł węglowy WR10010	2 551,3 MWh/rok	1,90%	
	Kocioł węglowy WR107EM	0,0 MWh/rok	0,00%	
	Moduł kogeneracyjny (CHP)	10 512,0 MWh/rok	7,80%	
	<b>Razem</b>	<b>134 114,7 MWh/rok</b>	<b>100,00%</b>	
Zużycie paliwa :	woda geotermalna	49 624,5 MWh		
	gaz	7 663 305,7 m <sup>3</sup>		
	miat węglowy KZ	2 473,3 ton		
	miat węglowy KS	427,4 ton		
z podziałem na źródła ciepła:	Odwiert geotermalny	11 110,0 MWh	=	11 110,0 MWh
	Absorpcyjna pompa ciepła	38 514,4 MWh	=	38 514,4 MWh
	Wysokoparametrowa woda do napędu pompy ciepła z kotła gazowego	58 990,4 MWh	=	5 588 568,8 m <sup>3</sup>
	Kocioł węglowy WR25015	13 956,1 MWh	=	2 354,9 ton
	Kocioł węglowy WR25014	702,0 MWh	=	118,4 ton
	Kocioł węglowy WR10010	2 943,8 MWh	=	427,4 ton
	Kocioł węglowy WR107EM	0,0 MWh	=	0,0 ton
		21 900,0 MWh	=	2 074 736,9 m <sup>3</sup>
	<b>Razem</b>	<b>148 116,8 MWh</b>		

Tak jak w poprzednich wariantach podane zestawienie zużycia energii elektrycznej nie uwzględniają zużycia energii elektrycznej przez urządzenia takie jak:

- pompę geotermalną;
- pozostałe kotły WR wraz z urządzeniami pomocniczymi;
- pompy sieciowe;
- ogólną istniejącą technologię ciepłowni.

## 7.3. Analiza opcji

### 7.3.1 Analiza strategiczna – zidentyfikowanie najbardziej korzystnych rozwiązań (analiza jakościowa)

Wszystkie opisane wyżej rozwiązania są poprawne z technicznego punktu widzenia i mogą być zastosowane w przedmiotowej rozbudowie ciepłowni.

#### **Wariant 1 z dwiema sprężarkowymi pompami ciepła**

Podstawowe cechy:

- bardzo wysokie wykorzystanie możliwości odwiertu geotermalnego (schłodzenie wody geotermalnej z 54oC do ok. 23-30oC);
- moc cieplna ciepłowni geotermalnej – do ok. 12,0 MWt;
- możliwość pracy ciepłowni geotermalnej z mocą od ok. 1,0 do ok. 12,0 MWt (szeroki zakres „modulacji”);
- możliwość samodzielnej pracy ciepłowni geotermalnej przez ok. 2/5 roku – w czasie sezonu letniego (bez udziału kotłów węglowych);
- wyłączenie z eksploatacji ciepłowni CM2 przy ul. Spółdzielczej w okresie letnim (ew. sprowadzenie do funkcji awaryjnego źródła ciepła)
- całkowity brak emisji CO<sub>2</sub> i pyłów;

#### **Wariant 2 z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła**

Podstawowe cechy:

- maksymalne wykorzystanie możliwości odwiertu geotermalnego (schłodzenie wody geotermalnej z 54oC do ok. 21oC);
- wysoka moc cieplna ciepłowni geotermalnej – do ok. 20 MWt;
- szeroki zakres możliwych do uzyskania temperatur wody sieciowej – od ok. 60oC do 90oC;
- możliwość pracy ciepłowni geotermalnej z mocą od ok. 2,0 do ok. 20 MWt (szeroki zakres „modulacji”);
- możliwość samodzielnej pracy ciepłowni geotermalnej przez ponad pół roku (bez udziału kotłów węglowych);
- stosunkowo łatwa możliwość zwiększenia mocy ciepłowni poprzez zastosowanie kotła gazowego o większej mocy;
- możliwość całkowitego wyłączenia z eksploatacji ciepłowni CM2 przy ul. Spółdzielczej (ew. sprowadzenie do funkcji awaryjnego źródła ciepła);
- redukcja emisji CO<sub>2</sub> i brak emisji pyłów w stosunku do źródła węglowego;

### Wariant 3 z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła i modułem kogeneracyjnym:

Podstawowe cechy:

- maksymalne wykorzystanie możliwości odwiertu geotermalnego (schłodzenie wody geotermalnej z 54oC do nawet ok. 20oC);
- wysoka moc cieplna ciepłowni geotermalnej z kogeneracją – do ok. 23 MWt;
- szeroki zakres możliwych do uzyskania temperatur wody sieciowej – od ok. 60oC do 90oC;
- możliwość pracy ciepłowni geotermalnej z mocą od ok. 1 do ok. 21,1 MWt (szeroki zakres „modulacji”);
- zastosowanie akumulatora ciepła pozwala na ciągłą pracę modułu kogeneracyjnego z pełną mocą i pokrywanie „peak’ów” ciepłem zgromadzonym w akumulatorze;
- możliwość samodzielnej pracy ciepłowni geotermalnej przez ponad pół roku (bez udziału kotłów węglowych);
- stosunkowo łatwa możliwość zwiększenia mocy ciepłowni poprzez zastosowanie kotła gazowego o większej mocy;
- możliwość całkowitego wyłączenia z eksploatacji ciepłowni CM2 przy ul. Spółdzielczej (ew. sprowadzenie do funkcji awaryjnego źródła ciepła);
- redukcja emisji CO2 i brak emisji pyłów w stosunku do źródła węglowego;

### 7.3.2 Analiza rozwiązań technologicznych (analiza opcji ilościowa)

Porównanie wariantów rozbudowy ciepłowni CM1			
	Wariant sprężarkowy CM1 X – zaleta w stosunku do pozostałych	Wariant absorpcyjny CM1 X – zaleta w stosunku do pozostałych	Wariant absorpcyjny z kogeneracją CM1 X – zaleta w stosunku do pozostałych
Moc cieplna ciepłowni	do ok. 12,0 MWt	do ok. 22,0 MWt	do ok. 23,0 MWt X
Stopień wykorzystania wody geotermalnej w ciągu roku	Bardzo wysoki (schłodzenie z 54°C do 23-30°C)	Maksymalny (schłodzenie z 54°C do nawet 20°C) X	Maksymalny (schłodzenie z 54°C do nawet 20°C) X
Zakres uzyskiwanych temperatur wody sieciowej	Od 60°C do 70°C (przy wysokim COP = ~5,1-5,5, wyższe temperatury możliwe ale przy niższym COP, co negatywnie wpływa na sprawność pompy)	Od 60°C do 90°C (przy stałym wysokim COP = ~1,65) X	Od 60°C do 90°C (przy stałym wysokim COP = ~1,65) X
Zakres modulacji mocy	Od ok. 1,0 do 12,0 MWt	Od ok. 2,0 do 22,0 MWt	Od ok. 1,0 do 23,0 MWt X
Samodzielna praca ciepłowni (bez udziału kotłów węglowych)	Przez ok. 2/5 roku (ok. 3500 h)	Przez ponad pół roku (ok. 6000 h)	Przez większą część roku (ok. 6500 h) X
Emisja CO2 i pyłów	Całkowity brak emisji (wykorzystanie energii elektrycznej) X	Znaczna redukcja (spalanie gazu ziemnego)	Znaczna redukcja (spalanie gazu ziemnego)

### 7.3.3 Oszacowanie kosztów dla wybranych rozwiązań

Wartość nakładów inwestycyjnych związanych z budową ciepłowni geotermalno-biomasowej w poszczególnych wariantach wynosi od 34,1 mln zł w Wariancie 1 do 35,4 mln zł w Wariancie 3 /najdroższym/. Wariant 2 zakładający brak zastosowania modułu kogeneracyjnego przy jednoczesnym wykorzystaniu pomp absorpcyjnych jest najtańszy. Należy zauważyć że poszczególne warianty nie różnią się w sposób diametralny do siebie pod kątem nakładów inwestycyjnych.

	Nakłady inwestycyjne
Wariant 1	34 134 784,67
Wariant 2	32 170 162,00
Wariant 3	35 439 814,55

### 7.3.4 Finansowe i ekonomiczne porównanie rozważanych opcji

Inwestor na etapie przygotowania projektu dokonał analizy efektywności kosztów poszczególnych wariantów przy założeniu kosztów opłaty z tyt. emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 8 EUR. Każdy dalszy wzrost wartości opłaty z tyt. emisji CO<sub>2</sub> podnosi atrakcyjność wariantu 3 nad pozostałymi dwoma przy założeniu niezmienności innych kosztów eksploatacyjnych /gaz, energia elektryczna, miał węglowy/.

	Nakłady inwestycyjne	IRR
Wariant 1	34 134 784,67	6,49%
Wariant 2	32 170 162,00	10,58%
Wariant 3	35 439 814,55	10,96%

### 7.3.5 Porównanie rozważanych opcji pod względem środowiskowym (uwzględniając wpływ oraz odporność na zmianę klimatu i zagrożenia związane z klęskami żywiołowymi)

W odniesieniu do prognozowanych zmian klimatu obejmujących okres eksploatacji i likwidacji przedsięwzięcia przyjęto scenariusz emisyjny IPCC SRES A1B, który zakłada gwałtowny rozwój ekonomiczny świata, osiągnięcie maksimum populacji w połowie stulecia oraz uwzględnia zrównoważone wykorzystywanie różnych źródeł energii.



Najważniejsze skutki zmian klimatu w regionie Europy Środkowo -Wschodniej

- zwiększenie częstotliwości temperatur ekstremalnych,
- zmniejszenie opadów w okresie letnim,
- częstsze występowanie powodzi w okresie zimowym,
- wzrost temperatury wody,
- zwiększenie zmienności plonowania roślin uprawnych,
- zwiększenie zagrożenia pożaru lasów,
- zmniejszenie stabilności lasu.

Wszystkie warianty mają pozytywny wpływ pod kątem środowiska jak również wpływu i odporności na zmiany klimatu a także zagrożenia związane z klęskami żywiołowymi. Z punktu widzenia czynników środowiskowych najbardziej pozytywny jest wariant 3 zakładający największą redukcję emisji CO<sub>2</sub>.

<b>Wariant 1</b>		
Zużycie mialu węglowego	10 753,00	ton
Uniknięte wykorzystanie mialu	15 010,00	ton
Zapotrzebowanie na en el	15 616,00	MWh
Emisja CO <sub>2</sub>	33 402,07	ton
Uniknięta emisja CO <sub>2</sub>	16 245,26	ton
Opłata za CO <sub>2</sub>	835 051,81	EURO
Uniknięta opłata za CO <sub>2</sub>	406 131,59	EURO
	1 746 365,86	PLN
Emisja pyłu	806 475,00	ton

<b>Wariant 2</b>		
Zużycie mialu	2 447,30	ton
Zużycie gazu	6 132 904,00	m <sup>3</sup>
Zapotrzebowanie na en el	3 241,20	MWh
Emisja CO <sub>2</sub>	19 837,22	ton
Uniknięta emisja CO <sub>2</sub>	29 810,11	ton
Uniknięte wykorzystanie mialu	23 315,70	ton
Opłata za CO <sub>2</sub>	495 930,61	EURO
Uniknięta opłata za CO <sub>2</sub>	745 252,79	EURO
	3 204 587,01	PLN
Emisja pyłu	183 547,59	ton

<b>Wariant 3</b>		
Zużycie mialu	2 900,70	ton
Zużycie gazu	7 663 305,70	m3
Zapotrzebowanie na en el	3 241,20	MWh
Produkcja en el	8 760,00	MWh
	- 5 518,80	MWh
Emisja CO2	16 714,40	ton
<b>Uniknięta emisja CO2</b>	<b>32 932,94</b>	<b>ton</b>
<b>Uniknięte wykorzystanie mialu</b>	<b>22 862,30</b>	<b>ton</b>
Opłata za CO2	417 859,95	EURO
<b>Uniknięta opłata za CO2</b>	<b>823 323,45</b>	<b>EURO</b>
	<b>3 540 290,86</b>	<b>PLN</b>
<b>Emisja pyłu</b>	<b>217 552,61</b>	<b>ton</b>

Różnica pomiędzy wartości unikniętej emisji CO2 i mialu węglowego w wariantach 2 i 3 stanowi wyłącznie efekt realizacji przedmiotowego projektu

- Zmniejszenie emisji CO2 – 3122,8 tony
- Zwiększenie wykorzystania mialu węglowego – 453,4 tony

<b>Wariant 3 /bez geotermii/</b>		
Zużycie mialu	23 315,70	ton
Zużycie gazu	1 530 401,70	m3
Zapotrzebowanie na en el	3 241,20	MWh
Produkcja en el	8 760,00	MWh
	- 5 518,80	MWh
Emisja CO2	43 566,49	ton
<b>Uniknięta emisja CO2</b>	<b>6 080,85</b>	<b>ton</b>
<b>Uniknięte wykorzystanie mialu</b>	<b>2 447,30</b>	<b>ton</b>
Opłata za CO2	1 089 162,15	EURO
<b>Uniknięta opłata za CO2</b>	<b>152 021,25</b>	<b>EURO</b>
	<b>653 691,39</b>	<b>PLN</b>
<b>Emisja pyłu</b>	<b>1 748 677,52</b>	<b>ton</b>

Zakładając brak realizacji ciepłowni geotermalnej uzyskamy następujące korzyści środowiskowe:

- Zmniejszenie emisji CO2 – 6.080,9 tony
- Zmniejszenie wykorzystania mialu węglowego 2.447,3 tony

#### 7.4. Wybór najlepszego rozwiązania spośród rozważanych opcji wraz z uzasadnieniem dokonanego wyboru

Wariant 3 jest wariantem optymalnym z punktu widzenia poprawy systemu ciepłowniczego na terenie objętym inwestycją zarówno pod względem technicznym, finansowym jak i ekologicznym.

## 8. ANALIZA ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO

### 8.1. Zgodność projektu z politykami ochrony środowiska

Planowane przedsięwzięcie poprzez dążenie do zmniejszenia zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej, zmniejszenie emisji niekorzystnych dla środowiska naturalnego gazów (w szczególności CO<sub>2</sub>) bezpośrednio wpisuje się w szereg polityk związanych z ochroną środowiska.

#### STRATEGIA EUROPA 2020

Dokument **"Europa 2020 - Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu"**, zaprezentowany przez Komisję Europejską 3 marca 2010 roku, jako jeden z priorytetów wymienia „*rozwój zrównoważony: wspieranie gospodarki efektywniej korzystającej z zasobów, bardziej przyjaznej środowisku i bardziej konkurencyjnej*”. Wśród kilku nadrzędnych, wymiernych celów UE wymienia: „*emisję dwutlenku węgla należy ograniczyć co najmniej o 20% w porównaniu z poziomem z 1990 r. lub, jeśli pozwolą na to warunki, nawet o 30%; należy zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii w naszym całkowitym zużyciu energii do 20% oraz zwiększyć efektywność wykorzystania energii o 20%*”. Wśród siedmiu projektów przewodnich, które umożliwią postępy w ramach każdego z priorytetów tematycznych, wymienia „*Europa efektywnie korzystająca z zasobów*” – *projekt na rzecz uniezależnienia wzrostu gospodarczego od wykorzystania zasobów, przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, modernizacji transportu oraz propagowania efektywności energetycznej*.

#### POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2030 ROKU

Dokument **"Polityka energetyczna Polski do 2030 roku"**, przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki, a przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku, jako jedno z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej wymienia:

- Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

W obszarze „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” jako główne cele polityki energetycznej dokument ten wymienia między innymi:

- Ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> do 2020 roku przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego,

Przedmiotowe przedsięwzięcie bezpośrednio wpisuje się w większość celów Polityki energetycznej: ogranicza zużycie nieodnawialnej energii pierwotnej oraz redukuje emisję niekorzystnych dla środowiska naturalnego gazów (CO<sub>2</sub>), co spełnia wymienione cele w drugim wymienionym obszarze.

## STRATEGIA UE DLA REGIONU MORZA BAŁTYCKIEGO

Strategia ta zawiera w sobie trzy cele główne, w tym drugi cel główny to *Połączyć region (ang. Connect the region)*. Wśród dwóch *Obszarów tematycznych* tego celu głównego jeden jest zbieżny z celami przedmiotowego przedsięwzięcia: *Energia*. Mimo, że inwestycja nie jest położona w pasie nadmorskim, to do wspomnianej strategii zalicza się obszar całej Polski, a więc również obszar inwestycji jest objęty tą strategią. Przedmiotowe przedsięwzięcie nie ma charakteru priorytetowego dla powyższej strategii, jednak powinno przyczynić się do osiągnięcia wskaźników dla obszaru tematycznego *Energia*. W oparciu o dokument *Action plan (w wolnym tłumaczeniu z języka angielskiego: plan działania)* w wersji z czerwca 2015 roku (dostępny wyłącznie w języku angielskim) dla obszaru tematycznego *Energia* nasze przedsięwzięcie z pewnością przyczyni się do osiągnięcia wskaźników:

- *Use of RES in heating (w wolnym tłumaczeniu z języka angielskiego: użycie odnawialnych źródeł energii do ogrzewania),*
- *Share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy (w wolnym tłumaczeniu z języka angielskiego: Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto).*

## PRAWO ENERGETYCZNE

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne w art. 14 mówi, że polityka energetyczna państwa określa w szczególności działania w zakresie ochrony środowiska na co wpływ ma ograniczenie zużycia energii pierwotnej.

## POLITYKI HORYZONTALNE - ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ

Realizacja przedsięwzięcia będzie niewątpliwie miała korzystny wpływ na zrównoważony rozwój, co jest zresztą jednym z podstawowych celów przedsięwzięcia. Inwestycja wpływa na zmniejszenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej, co przyczyni się do obniżenia emisji CO<sub>2</sub>.

## ZGODNOŚĆ PROJEKTU Z STRATEGIĄ ZIT

Gmina Sieradz nie wchodzi w skład obszaru objętego Strategią Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych.

## ZGODNOŚĆ PROJEKTU Z PLANEM GOSPODARKI NISKOEMISYJNEJ

Zgodnie z **punktem 8.1 Wizja i cele strategiczne „Planu” na lata 2014-2020** główne zadania PGN do 2020 roku to

- Redukcja emisji gazów cieplarnianych
- Redukcja zużycia energii finalnej m.in. poprzez podniesienie efektywności energetycznej
- A także poprawa jakości powietrza

W perspektywie do 2030 roku główne cele strategiczne to:

- Dążenie do utrzymania niskoemisyjnego wzrostu gospodarczego i zaspokojenia potrzeb społeczeństwa

Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

- o Ograniczenie pyłów i gazów cieplarnianych z instalacji wykorzystywanych na terenie miasta a także emisji pochodzących z transportu
- o Zwiększenie efektywności wykorzystania/wytwarzania energii oraz wykorzystywane OZE
- o Rozwój innowacyjnej niskoemisyjnej gospodarki opartej o wiedzę i nowoczesne technologie

WPŁYW PROJEKTU NA REALIZACJĘ POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI ORAZ UE; ZNACZENIE W KONTEKŚCIE BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO („3X20”).

Zmniejszenie do roku 2020 emisji CO<sub>2</sub> o 20%; zmniejszenie do roku 2020 energochłonności o 20%; zwiększenie do roku 2020 udziału energii produkowanej ze źródeł odnawialnych do 20% w całkowitym rynku energetycznym; zwiększenie do roku 2020 udziału biopaliw do 10% w rynku paliwowym.

Inwestycja wpływa na wyraźne zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> zarówno w wariancie samodzielnej realizacji projektu jak i w części składowej kompleksowego projektu ciepłowni geotermalnej

Zastosowanie kogeneracji wpływa na obniżenie zużycia energii pierwotnej a więc także na poprawę efektywności i zmniejszenie energochłonności.

Jako element całościowego projektu ciepłowni geotermalnej wpływa na poprawę efektywności pracy projektowanego systemu.

#### ZGODNOŚĆ PROJEKTU Z PROJEKTEM KLIMADA

Przedsięwzięcie wpisuje się pozytywnie w założenia Projektu KLIMADA poprzez ograniczenie i racjonalizację zużycia energii pierwotnej a tym samym obniżenie poziomu emisji CO<sub>2</sub>. Stan jakości powietrza na terenie miasta Sieradz kształtowany jest głównie przez:

- rozproszone źródła ciepła: o kotłownie lokalne, zlokalizowane z reguły przy obiektach użyteczności publicznej, kotłownie osiedlowe oraz o ogrzewanie indywidualne budynków,
- komunikację samochodową,
- działalność gospodarczą.

Większość istniejących lokalnych kotłowni jest uciążliwa dla środowiska (emisja spalin ze spalania gorszych gatunków węgla, brak instalacji oczyszczania spalin, mała sprawność kotłów). Rozwiązaniem problemów niskiej emisji jest wzrost udziału ciepła systemowego zarówno poprzez modernizację sieci co ma wpływ na zmniejszenie zużycia paliw konwencjonalnych jak i poprzez większe zastosowanie OZE w mieście. Realizacja inwestycji tym samym bezpośrednio wpływa na poprawę lokalnego środowiska naturalnego.

## 8.2. Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (OOŚ)

Inwestor posiada oświadczenie Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w Łodzi z dnia 19 grudnia 2018 r. stwierdzające, że przedmiotowa inwestycja prawdopodobnie nie wywrze istotnego wpływu na obszar Natura 2000.

## 8.3. Strategiczne oceny oddziaływania na środowisko

Dla POiIŚ została sporządzona strategiczna ocena oddziaływania na środowisko, zgodnie z którą Program POiIŚ zakłada pozytywny efekt inwestycji w zakresie racjonalizacji zużycia energii ze źródeł pierwotnych.

Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko jest dostępna na stronach internetowych POiIŚ

(link: [https://www.pois.gov.pl/media/1172/Prognoza\\_oos\\_POiIS\\_2014\\_2020\\_29012015.pdf](https://www.pois.gov.pl/media/1172/Prognoza_oos_POiIS_2014_2020_29012015.pdf)).

## 8.4. Ilościowe parametry ingerencji w środowisko w formie liczbowej, a także podanie skutków unikniętych emisji, również w postaci liczbowej

Dla wyliczenia korzystnych skutków przedsięwzięcia na środowisko (uniknięte emisje itp.) dokonano przeliczenia, jak przedsięwzięcie wpłynie na zmniejszenie zużycia energii pierwotnej, a także jak wpłynie na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>. Podstawą oszacowania są dane dotyczące projektowanej rozbudowy zawarte w punkcie 6.4.

## 9. PLAN WDROŻENIA I EKSPLOATACJI PROJEKTU

### 9.1. Zakres poszczególnych kontraktów wraz z zaproponowanymi procedurami kontraktowymi

Dla realizacji przedsięwzięcia planowane jest zawarcie jednego kontraktu, obejmującego cały zakres przedsięwzięcia. Przy takim zakresie rzeczowym przedsięwzięcia będzie to optymalne rozwiązanie dla sprawnego i płynnego zrealizowania przedsięwzięcia. Wybór wykonawcy, zawarcie z nim umowy, a także realizacja przedsięwzięcia, będzie przebiegała zgodnie z Wytycznymi w zakresie kwalifikowalności wydatków w ramach PO IŚ na lata 2014-2020 oraz własną procedurą zawierania umów dla zadań objętych projektem (załącznik do wniosku o dofinansowanie).

### 9.2. Harmonogram ogłaszania przetargów, podpisywania kontraktów

Tabela. Zakres zamówienia - udzielanie zamówień publicznych.

ZAKRES ZAMÓWIENIA	TRYB UDZIELENIA ZAMÓWIENIA	DATA WSZCZĘCIA POSTĘPOWANIA W CELU UDZIELENIA ZAMÓWIENIA	PLANOWANA DATA ZAWARCIA UMOWY
Objęte zakresem stosowania ustawy Prawo zamówień publicznych			
Dostawa maszyn i urządzeń wraz z instalacją /w tym pracami budowlanymi – fundamentowymi/	Zgodnie z Wytycznymi w zakresie kwalifikowalności wydatków w ramach PO IŚ na lata 2014-2020 oraz własną procedurą zawierania umów dla zadań objętych projektem	01.07.2019	31.10.2019
Nie objęte zakresem stosowania ustawy Prawo zamówień publicznych			
Nie dotyczy	Nie dotyczy	nie dotyczy	nie dotyczy

Wymienione w tabeli powyżej postępowanie wyboru wykonawcy, planowane do przeprowadzenia w ramach przedsięwzięcia, będzie, podobnie jak wszelkie inne czynności w ramach przedsięwzięcia, przeprowadzane zgodnie z polskim i unijnym prawem. W szczególności będą stosowane odpowiednie przepisy kodeksu cywilnego, regulujące kwestie zawierania umowy w drodze przetargu. W celu prawidłowego przeprowadzenia postępowania w oparciu o *Wytyczne w zakresie kwalifikowalności wydatków w ramach PO IŚ na lata 2014-2020* przygotowano własną procedurę zawierania umów dla zadań objętych projektem (załącznik do wniosku o dofinansowanie).

### 9.3. Harmonogram realizacji przedsięwzięcia

Tabela. Harmonogram głównych działań w ramach projektu.

	DATA ROZPOCZĘCIA	DATA UKOŃCZENIA
1. Studia wykonalności:	01.12.2018	28.12.2018
2. Analiza kosztów i korzyści:	nie dotyczy	nie dotyczy
3. Ocena oddziaływania na środowisko:	nie dotyczy	nie dotyczy
4. Studia projektowe:	01.05.2019	30.06.2019
5. Opracowanie dokumentacji przetargowej:	01.07.2019	31.07.2019
6. Postępowanie lub postępowania o udzielenie zamówienia:	01.08.2019	30.11.2019
7. Nabycie gruntów:	nie dotyczy	nie dotyczy
8. Zezwolenie na inwestycję:	01.08.2019	30.11.2019
9. Etap budowy/umowa/ dostawy urządzeń:	01.12.2019	31.03.2021
10. Etap operacyjny:	01.04.2021	nie dotyczy

Rzeczowa realizacja przedsięwzięcia nie została rozpoczęta, przedsięwzięcie również nie zostało zakończone. Przedsięwzięcie spełnia efekt zachęty, zgodnie z którym realizacja projektu przy wsparciu dotacyjnym pozwoli na:

- znaczące zwiększenie rozmiaru projektu - całość niezbędnych działań realizowanych będzie w optymalnym zakresie;
- znaczące zwiększenie całkowitej kwoty wydanej przez beneficjenta na projekt/działanie dzięki środkowi pomocy – uzyskanie wsparcia przyczyni się do maksymalnego zaangażowania inwestycyjnego wnioskodawcy skutkującego uzyskaniem najwyższej efektywności;
- znaczące przyspieszenie zakończenia projektu lub działania – inwestor zdecydowanie przyspieszy termin realizacji inwestycji,



Tabela. Plan nakładów inwestycyjnych netto w zł.

<b>STRUKTURA WYDATKÓW</b>	<b>OGÓŁEM</b>
<b>Moduł kogeneracyjny</b>	<b>2 196 227,55</b>
<b>Prace instalacyjne</b>	<b>1 073 425,00</b>
<b>KOSZTY KWALIFIKOWANE</b>	<b>3 269 652,55</b>
<b>KOSZTY OGÓŁEM</b>	<b>3 269 652,55</b>
<b>STRUKTURA FINANSOWANIA</b>	
<b>DOTACJA</b>	<b>1 289 550,96</b>
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW KWALIFIKOWANYCH	<b>39,44%</b>
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW ogółem netto	
<b>ŚRODKI PRYWATNE</b>	<b>1 980 101,59</b>
<b>OGÓŁEM</b>	

Wartość brutto nakładów inwestycyjnych wynosi 4.021.672,64 zł

łącznie nakłady inwestycyjne netto to 3.269.652,55 zł.

łącznie koszty kwalifikowane to 3.269.652,55 zł.

Zakładany poziom dofinansowania 1.289.550,96 zł tj. 39,44% kosztów kwalifikowanych

Tabela. Plan nakładów inwestycyjnych kwalifikowanych oraz struktura ich wydatkowania w ujęciu kwartalnym w zł.

STRUKTURA WYDATKÓW	OGÓŁEM	Razem 2019	I kw 2020	II kw 2020	III kw 2020	IV kw 2020	Razem 2020	I kw 2021	II kw 2021	III kw 2021	IV kw 2021	Razem 2021
Moduł kogeneracyjny	2 196 227,55				660 000,00	0,00	660 000,00	1 536 227,55	0,00	0,00	0,00	1 536 227,55
Prace instalacyjne	1 073 425,00				0,00	0,00	0,00	1 073 425,00	0,00	0,00	0,00	1 073 425,00
<b>KOSZTY KWALIFIKOWANE</b>	<b>3 269 652,55</b>				<b>660 000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>660 000,00</b>	<b>2 609 652,55</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2 609 652,55</b>
<b>KOSZTY OGÓŁEM</b>	<b>3 269 652,55</b>				<b>660 000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>660 000,00</b>	<b>2 609 652,55</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2 609 652,55</b>
<b>STRUKTURA FINANSOWANIA</b>												
<b>DOTACJA</b>	<b>1 289 550,96</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>260 304,00</b>	<b>0,00</b>	<b>260 304,00</b>	<b>1 029 246,96</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1 029 246,96</b>
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW KWALIFIKOWANYCH	<b>39,44%</b>											
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW ogółem netto												
<b>ŚRODKI PRYWATNE</b>	<b>1 980 101,59</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>399 696,00</b>	<b>0,00</b>	<b>399 696,00</b>	<b>1 580 405,59</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1 580 405,59</b>
<b>OGÓŁEM</b>												

## 9.4. Plan płatności

Struktura finansowania projektu zakłada finansowanie dotacją oraz środkami własnymi. Kwota podatku VAT zostanie pokryta ze środków własnych.

Przy określaniu kosztów kwalifikowanych wzięto pod uwagę obowiązujące *Wytyczne w zakresie kwalifikowania wydatków w ramach POIS 2014-2020*, a także cel projektu, opis wydatków kwalifikujących się do wsparcia tego typu projektu a także klasyfikację funduszy strukturalnych.

W przypadku przedmiotowego przedsięwzięcia:

- VAT jest niekwalifikowany, gdyż Wnioskodawca ma możliwość odzyskania podatku VAT poniesionego w kosztach przedsięwzięcia,
- wsparcie stanowi pomoc publiczną, a przedsięwzięcie nie jest projektem generującym dochód w rozumieniu art. 61 ust. 1 Rozporządzenia 1303/2013 (w projekcie nie występuje sytuacja w której wpływy środków pieniężnych następują z bezpośrednich wpłat dokonywanych przez użytkowników za towary i usługi zapewnianie przez daną operację).

Plan płatności uwzględnia kwartalne rozliczenie projektu a tym samym także kwartalnie ujęte płatności pośrednie.

## 10. ANALIZA FINANSOWA

Zgodnie z założeniami określonymi między innymi w wytycznych do przygotowania studium wykonalności zastosowano uproszczoną metodykę przeprowadzenia analizy finansowej, gdyż przedsięwzięcie nie zalicza się do tzw. dużych projektów.

### 10.1. Założenia makroekonomiczne

Zgodnie z zaleceniami podane poniżej założenia makroekonomiczne zostały zaczerpnięte z wariantu podstawowego dokumentu „Zaktualizowane warianty rozwoju gospodarczego Polski, opublikowanego przez Ministerstwo Rozwoju (data aktualizacji: 16 sierpnia 2018 r).

Tabela. Założenia makroekonomiczne wariant podstawowy.

Wyszczególnienie	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
PKB	103,8	103,7	103,6	103,5	103,1	103,0	103,0	102,9	102,8	102,8	102,7	102,7	102,6
Stopa inflacji	102,3	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5
Stopa bezrobocia	5,6	5,0	4,7	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Dynamika realnego wzrostu płac	103,3	102,9	102,9	102,9	103,1	103,1	103,1	103,1	103,1	103,1	103,0	103,0	103,0

Wyszczególnienie	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
PKB	102,5	102,4	102,3	102,2	102,1	102,1	102,0	102,0	102,0	102,0	101,9	101,9	101,8
Stopa inflacji	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5
Stopa bezrobocia	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Dynamika realnego wzrostu płac	103,0	102,9	102,9	102,9	102,9	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,7	102,7	102,7

Tabela. Założenia makroekonomiczne kurs EUR/PLN oraz podstawowa stopa procentowa wariant podstawowy.

Wyszczególnienie	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
EUR/PLN	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
WIBOR 1R	1,85	2,59	3,09	3,09	3,03	3,03	2,97	2,97	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91

Wyszczególnienie	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
EUR/PLN	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
WIBOR 1R	2,91	2,91	2,91	2,85	2,85	2,85	2,85	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,72

Tabela. Założenia makroekonomiczne wariant pesymistyczny.

Wyszczególnienie	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
PKB	102,9	101,7	101,5	101,7	102,0	102,0	101,9	101,9	101,8	101,8	101,7	101,7	101,6
Stopa inflacji	101,5	101,8	101,8	102,0	102,1	102,0	102,0	101,8	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7
Stopa bezrobocia	6,2	6,7	6,9	7,0	6,8	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,2
Dynamika realnego wzrostu płac	102,5	101,4	101,0	101,0	101,3	101,8	102,0	101,8	101,8	101,8	101,7	101,7	101,7

Wyszczególnienie	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
PKB	101,5	101,4	101,3	101,2	101,2	101,2	101,2	101,2	101,2	101,1	101,1	101,1	101,0
Stopa inflacji	101,7	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,5	101,5	101,5	101,5
Stopa bezrobocia	6,2	6,2	6,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,1	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Dynamika realnego wzrostu płac	101,6	101,5	101,4	101,3	101,2	101,2	101,2	101,2	101,2	101,2	101,1	101,1	101,1

Tabela. Założenia makroekonomiczne kurs EUR/PLN oraz podstawowa stopa procentowa wariant pesymistyczny

Wyszczególnienie	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
EUR/PLN	4,30	4,45	4,60	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
WIBOR 1R	1,85	2,10	2,68	2,68	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,44	2,44	2,44

Wyszczególnienie	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
EUR/PLN	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
WIBOR 1R	2,44	2,44	2,44	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,30	2,30	2,30	2,20	2,20

Analiza finansowa została przeprowadzona w oparciu o metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF), charakteryzującą się następującymi cechami:

- a) metoda ta uwzględnia, co do zasady, wyłącznie przepływy środków pieniężnych - niepieniężne pozycje rachunkowe, takie jak amortyzacja czy rezerwy na nieprzewidziane wydatki, nie są przedmiotem analizy finansowej,
- b) metoda ta uwzględnia przepływy środków pieniężnych w roku, w którym zostały dokonane i ujęte w danym okresie odniesienia (metoda kasowa),
- c) metoda ta uwzględnia wartość pieniądza w czasie przy sumowaniu przepływów finansowych w różnych latach (dyskontowanie).

W przypadku przedmiotowego przedsięwzięcia właściciel infrastruktury oraz jej operator w okresie eksploatacji to ten sam podmiot, będący jednocześnie Wnioskodawcą.

Analiza finansowa opiera się na następujących założeniach:

- a) Analiza finansowa została przeprowadzona w cenach stałych.
- b) Analiza finansowa została sporządzona w cenach netto, gdyż podatek VAT stanowi wydatek niekwalifikowany.
- c) Zgodnie z wytycznymi przyjmuje się finansową stopę dyskontową w wysokości **4%**.
- d) Zgodnie z wytycznymi przyjmuje się okres odniesienia wynoszący **25 lat**. Analizę przeprowadza się zatem w latach 2018-2043.
- e) Zgodnie z przepisami o rachunkowości Wnioskodawca stosuje odpisy amortyzacyjne.
- f) Przyjmuje się zwykłą stawkę podatku od towarów i usług (VAT), która obecnie wynosi 23%.
- g) W kontekście specyfiki przedsięwzięcia oraz analizy według cen stałych nie mają istotnego wpływu na przedsięwzięcie oraz na Wnioskodawcę następujące czynniki: stopa wzrostu PKB, wskaźnik inflacji, kursy wymiany walut, wskaźniki WIBOR oraz WIBID, stopa bezrobocia.
- h) Ponieważ jest możliwe oddzielenie strumienia kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych na realizację przedsięwzięcia od ogólnego strumienia kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych Wnioskodawcy, to analizę finansową przeprowadza się metodą standardową.
- i) Przedmiotowe przedsięwzięcie służy poprawie efektywności działania, w tym w szczególności obniżeniu kosztów działalności. W projekcie nie występuje sytuacja w której wpływy środków pieniężnych następują z bezpośrednich wpłat dokonywanych przez użytkowników za towary i usługi zapewnianie przez daną operację.
- j) Dla obliczenia wartości rezydualnej przyjmuje się wycenę wartości aktywów trwałych netto na koniec okresu prognozy.
- k) Wszystkie koszty związane z przedsięwzięciem wskazane w harmonogramie realizacji projektu zalicza się do kosztów inwestycyjnych.
- l) Fazę inwestycyjną przyjmuje się od **I kwartału 2019 roku** do **I kwartału 2021 roku**.
- m) Fazę operacyjną przyjmuje się od **II kwartału 2021 roku**.

## 10.2. Plan inwestycyjny z rozbiem na nakłady kwalifikowane i niekwalifikowane

Na kolejnej stronie zaprezentowano szczegółowy plan inwestycyjny z rozbiem na nakłady kwalifikowane i niekwalifikowane.

Tabela. Harmonogram realizacji projektu.

STRUKTURA WYDATKÓW	OGÓŁEM	Razem 2019	I kw 2020	II kw 2020	III kw 2020	IV kw 2020	Razem 2020	I kw 2021	II kw 2021	III kw 2021	IV kw 2021	Razem 2021
Moduł kogeneracyjny	2 196 227,55				660 000,00	0,00	660 000,00	1 536 227,55	0,00	0,00	0,00	1 536 227,55
Prace instalacyjne	1 073 425,00				0,00	0,00	0,00	1 073 425,00	0,00	0,00	0,00	1 073 425,00
<b>KOSZTY KWALIFIKOWANE</b>	<b>3 269 652,55</b>				<b>660 000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>660 000,00</b>	<b>2 609 652,55</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2 609 652,55</b>
<b>KOSZTY OGÓŁEM</b>	<b>3 269 652,55</b>				<b>660 000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>660 000,00</b>	<b>2 609 652,55</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2 609 652,55</b>
<b>STRUKTURA FINANSOWANIA</b>												
DOTACJA	1 289 550,96	0,00	0,00	0,00	260 304,00	0,00	260 304,00	1 029 246,96	0,00	0,00	0,00	1 029 246,96
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW KWALIFIKOWANYCH	39,44%											
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW ogółem netto												
<b>ŚRODKI PRYWATNE</b>	<b>1 980 101,59</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>399 696,00</b>	<b>0,00</b>	<b>399 696,00</b>	<b>1 580 405,59</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1 580 405,59</b>
<b>OGÓŁEM</b>												

Całość nakładów netto w projekcie stanowią koszty kwalifikowane.

### 10.3. Plan finansowania przedsięwzięcia

Tabela. Plan finansowania przedsięwzięcia.

STRUKTURA WYDATKÓW	OGÓŁEM	Razem 2019	I kw 2020	II kw 2020	III kw 2020	IV kw 2020	Razem 2020	I kw 2021	II kw 2021	III kw 2021	IV kw 2021	Razem 2021
Moduł kogeneracyjny	2 196 227,55				660 000,00	0,00	660 000,00	1 536 227,55	0,00	0,00	0,00	1 536 227,55
Prace instalacyjne	1 073 425,00				0,00	0,00	0,00	1 073 425,00	0,00	0,00	0,00	1 073 425,00
<b>KOSZTY KWALIFIKOWANE</b>	<b>3 269 652,55</b>				<b>660 000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>660 000,00</b>	<b>2 609 652,55</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2 609 652,55</b>
<b>KOSZTY OGÓŁEM</b>	<b>3 269 652,55</b>				<b>660 000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>660 000,00</b>	<b>2 609 652,55</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2 609 652,55</b>
<b>STRUKTURA FINANSOWANIA</b>												
<b>DOTACJA</b>	<b>1 289 550,96</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>260 304,00</b>	<b>0,00</b>	<b>260 304,00</b>	<b>1 029 246,96</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1 029 246,96</b>
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW KWALIFIKOWANYCH	39,44%											
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW ogółem netto												
<b>ŚRODKI PRYWATNE</b>	<b>1 980 101,59</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>399 696,00</b>	<b>0,00</b>	<b>399 696,00</b>	<b>1 580 405,59</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1 580 405,59</b>
<b>OGÓŁEM</b>												



## 10.4. Prognoza przychodów dla wariantu inwestycyjnego i bezinwestycyjnego

Prognoza opracowana na podstawie metody standardowej umożliwiającej oddzielenie strumienia kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych na realizację projektu od ogólnego strumienia kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych beneficjenta.

### WARIANT BEZINWESTYCYJNY

Inwestor prowadzi działalność ciepłowniczą osiągając za rok 2017 23,9 mln zł obrotów. Działalność spółki jest stabilna, firma stopniowo powiększa wielkość sieci ciepłowniczej a tym samym także liczbę odbiorców co pozwala ograniczyć negatywny trend w zakresie jednostkowej konsumpcji ciepła.

Dotychczas realizacja inwestycji wspierana jest w niewielkim zakresie finansowaniem dłużnym w postaci kredytów i pożyczek.

W projekcji przyjęto niewielki wzrost przychodów wynikający ze stałego rozwoju sieci – w tym zakładanych projektów dotyczących rozwoju sieci ciepłowniczej jak również zbliżony poziom tempa wzrostu kosztów operacyjnych, niewielkie różnice w poszczególnych pozycjach kosztowych wynikają z oceny wzrostu poszczególnych pozycji w kolejnych latach projekcji.

Wzrost przyłączeń wpływający na utrzymanie 2% tempa wzrostu sprzedaży w latach 2019-2023 oraz 1,5% w kolejnych latach – uwzględniający spadek produkcji w wyniku modernizacji sieci ciepłowniczej i wzrost w wyniku nowych podłączeń (poprawa efektywności i wzrost liczby użytkowników).

Tabela. Założenia głównych parametrów operacyjnych – działalność bieżąca.

Parametr	2019-2023	2024-2044
Tempo wzrostu przychodów ze sprzedaży produktów i usług w latach r/r	2,00%	1,50%
Zmiana stanu produktów w latach r/r	0,00%	0,00%
Koszty wytworzenia produktów na własne potrzeby	0,00%	0,00%
Tempo wzrostu przychodów ze towarów i materiałów w latach r/r	2,00%	1,50%

PROJEKT BUDOWY CIEPŁOWNI GEOTERMALNEJ /ujęty w działalności bieżącej w zakresie nie obejmującym całość inwestycji poza modułem kogeneracyjnym/

Tabela. Założenia operacyjne ciepłownia geotermalna

Wyszczególnienie	2021
<b>Ciepłownia geotermalna o mocy 12,5MW</b>	
Energia elektryczna do napędu abs. pompy ciepła oraz pozostałych urządzeń /MWh/	330,80
Energia elektryczna do napędu pompy geotermalnej (głębinowej i zatłaczającej) /MWh/	1 740,00
Gaz /m3/	4 075 500,00
Cena energii elektrycznej (wraz z przesyłem) zł/MWh	350,00
Cena gazu (z uwzgl. opłat przesyłowych i abonamentu) zł/m3	0,9124
Ubezpieczenie infrastruktury	85 000,00
Dodatkowe wynagrodzenia przewyższające analogiczny utrzymanie personelu dla infrastruktury kotłowni węglowej	84 000,00
Podatek od nieruchomości	113 200,00
Inne koszty	60 000,00
Dzierżawa odwiertu nr 1 /25 letni okres amortyzacji/	465 950,00
Uniknięty poziom zużycia mialu węglowego w tonach	16 548,83
Koszt mialu węglowego zł/tona	338,00
Uniknięta wielkość emisji CO2 w tonach	29 810,11
Koszt opłaty z tyt. emisji CO2 w EUR za tonę emisji	18,00
Kurs EUR/PLN	4,1500

Założenia odnoszące się do ciepłowni geotermalnej stanowią de facto Wariant 2 rozpatrywanej opcji realizacyjnej /założenie budowy ciepłowni geotermalnej z zastosowaniem absorpcyjnych pomp ciepła bez modułu kogeneracyjnego/.

Główne efekty przedmiotowego projektu to zdecydowane obniżenie emisji CO2 poprzez znaczącą redukcję zużycia mialu węglowego /o 16,5 tys. ton w skali roku/

#### WNIOSKOWANY PROJEKT

Wnioskowany projekt jest elementem składowym budowy ciepłowni geotermalnej, jednak może stanowić samodzielny projekt inwestycyjny funkcjonujący poza układem geotermalnym.

Główne korzyści w ramach projektu to dalsze obniżenie emisji CO2 oraz produkcja energii elektrycznej zarówno na potrzeby własne jak i sprzedaż na zewnątrz. Poniżej przyjęto wartości oszacowane dla okresu rocznego /w projekcji finansowej skorygowano wartości za pierwszy rok eksploatacji do trzech kwartałów/

Wyszczególnienie	2021
<b>Moduł kogeneracyjny</b>	
<b>Uniknięte koszty nabycia energii elektrycznej</b>	
Produkcja własna MWh	8 760,00
Nadwyżka MWh	5 518,80
Sprzedaż energii z nadwyżki cena zł/MWh	350,00
Brak opłaty przesyłowej od produkcji własnej zł/MWh	50,00
Zużycie gazu /m3/	1 531 401,70
Cena gazu (z uwzgl. opłat przesyłowych i abonamentu) zł/m3	0,9124
Inne koszty	415 500,00
Uniknięta wielkość emisji CO2 w tonach	3 122,83
Koszt opłaty z tyt. emisji CO2 w EUR za tonę emisji	18,00
Kurs EUR/PLN	4,1500

Do oszacowania wartości przychodów z tyt. produkcji energii elektrycznej przyjęto założenie utrzymania stałej wielkości produkcji energii elektrycznej w całym okresie prognozy. Sprzedaż nadwyżek w wysokości 5,5 tys. MWh po cenie 350 zł netto /w 2021 r./ oraz wzroście ceny energii w tempie założonym do wzrostów przychodów ze sprzedaży dla działalności bieżącej /1,5-2% rocznie/.

## 10.5. Prognoza kosztów operacyjnych dla wariantu inwestycyjnego i bezinwestycyjnego

### WARIANT BEZINWESTYCYJNY

Wzrost kosztów operacyjnych na poziomie zbliżonym do zakładanego tempa przychodów ze sprzedaży to jest uwzględniającego wzrost przyłączeń wpływający na utrzymanie 2% tempa wzrostu sprzedaży w latach 2019-2023 oraz 1,5% w kolejnych latach – uwzględniający spadek produkcji w wyniku modernizacji sieci ciepłowniczej i wzrost w wyniku nowych podłączeń (poprawa efektywności i wzrost liczby użytkowników).

Tabela. Założenia głównych parametrów operacyjnych – działalność bieżąca.

Parametr	2019-2023	2024-2044
Tempo wzrostu kosztów zużycia materiałów i energii w latach r/r	1,00%	1,50%
Tempo wzrostu kosztów usług obcych w latach r/r	1,00%	1,50%
Tempo wzrostu kosztów podatków w latach r/r	3,00%	2,50%
Tempo wzrostu kosztów wynagrodzeń w latach r/r	2,50%	2,00%
Tempo wzrostu pozostałych kosztów rodzajowych w latach r/r	1,00%	1,50%
Tempo wzrostu kosztów sprzedanych towarów i materiałów w latach r/r	1,00%	1,50%

Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

PROJEKT BUDOWY CIEPŁOWNI GEOTERMALNEJ /ujęty w działalności bieżącej w zakresie nie obejmującym całość inwestycji poza modułem kogeneracyjnym/

Wyszczególnienie	2021
<b>Ciepłownia geotermalna o mocy 12,5MW</b>	
Energia elektryczna do napędu abs. pompy ciepła oraz pozostałych urządzeń /MWh/	330,80
Energia elektryczna do napędu pompy geotermalnej (głębiny i załączającej) /MWh/	1 740,00
Gaz /m3/	4 075 500,00
Cena energii elektrycznej (wraz z przesyłem) zł/MWh	350,00
Cena gazu (z uwzgl. opłat przesyłowych i abonamentu) zł/m3	0,9124
Ubezpieczenie infrastruktury	85 000,00
Dodatkowe wynagrodzenia przewyższające analogiczny utrzymanie personelu dla infrastruktury kotłowni węglowej	84 000,00
Podatek od nieruchomości	113 200,00
Inne koszty	60 000,00
Dzierżawa odwiertu nr 1 /25 letni okres amortyzacji/	465 950,00
Uniknięty poziom zużycia mialu węglowego w tonach	16 548,83
Koszt mialu węglowego zł/tona	338,00
Uniknięta wielkość emisji CO2 w tonach	29 810,11
Koszt opłaty z tyt. emisji CO2 w EUR za tonę emisji	18,00
Kurs EUR/PLN	4,1500

Koszty operacyjne funkcjonowania ciepłowni geotermalnej to przede wszystkim: Zużycie energii elektrycznej na poziomie ok. 2 tys. MWh oraz zużycie gazu na poziomie ok. 4,1 mln m3. Założono ceny zakup na poziomie 350 zł/MWh dla energii elektrycznej oraz 0,9124 zł/m3 gazu.

Pozostałe koszty związane z utrzymaniem rozbudowanej części ciepłowni to:

- Ubezpieczenie 85 tys. zł p.a.
- Dodatkowe wynagrodzenia ponad poziom zredukowanego personelu kotłowni węglowej – 84 tys. zł p.a.
- Podatek od nieruchomości 113,2 tys. zł p.a.
- Inner koszty eksploatacyjne 60 tys. zł p.a.
- Dzierżawa odwiertu nr 1 przyjęta jako 25 letni okres amortyzacji powiększona o marżę 10% - 466 tys. zł rocznie.

Po stronie korzyści ekonomicznych i środowiskowych /redukcja kosztów/ należy zaliczyć:

- Uniknięty poziom zużycia mialu węglowego 16,5 tys. ton rocznie
- Unikniętą wielkość zakupu emisji CO2 29,8 tys. ton rocznie

W projekcji przyjęto cenę zakupu mialu węglowego w 2021 r. na poziomie 338 zł oraz opłatę z tyt. zwolnienia z emisji CO2 na poziomie 18 EUR /kurs zgodnie z prognozą makroekonomiczną na poziomie 4,15 PLN/EUR/.

PROJEKT INWESTYCYJNY

Wyszczególnienie	2021
<b>Moduł kogeneracyjny</b>	
<b>Uniknięte koszty nabycia energii elektrycznej</b>	
Produkcja własna MWh	8 760,00
Nadwyżka MWh	5 518,80
Sprzedaż energii z nadwyżki cena zł/MWh	350,00
Brak opłaty przesyłowej od produkcji własnej zł/MWh	50,00
Zużycie gazu /m3/	1 531 401,70
Cena gazu (z uwzgl. opłat przesyłowych i abonamentu) zł/m3	0,9124
Inne koszty	415 500,00
Uniknięta wielkość emisji CO2 w tonach	3 122,83
Koszt opłaty z tyt. emisji CO2 w EUR za tonę emisji	18,00
Kurs EUR/PLN	4,1500

Koszty operacyjne funkcjonowania projektu to przede wszystkim:

Zużycie gazu na poziomie ok. 1,5 mln m<sup>3</sup>. Założono ceny zakupu na poziomie 0,9124 zł/m<sup>3</sup> gazu.

Pozostałe koszty związane z projektem przyjęto na poziomie 415,5 tys. zł i obejmują eksploatację oraz koszty części zamiennych i podatków.

Po stronie korzyści ekonomicznych i środowiskowych /redukcja kosztów/ należy zaliczyć:

- Unikniętą wielkość zakupu emisji CO<sub>2</sub> 3,1 tys. ton rocznie

Dodatkowo spółka nie będzie ponosić opłaty przesyłowej od produkcji energii elektrycznej wytwarzanej na potrzeby własne – uwzględniając ewentualne koszty pośrednie przyjęto że redukcja opłaty wyniesie konserwatywnie ok. 50 zł/MWh

W projekcji przyjęto opłatę z tyt. zwolnienia z emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 18 EUR /kurs zgodnie z prognozą makroekonomiczną na poziomie 4,15 PLN/EUR/.

Kalkulację założeń projektowych oraz rachunek zysków dla projektu prezentują kolejne tabele.



## Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

Tabela. Rachunek zysków i strat – Projekt.

Za okres	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>A. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:</b>	<b>0,00</b>	<b>1 448 685,00</b>	<b>1 970 211,60</b>	<b>2 009 615,83</b>	<b>2 039 760,07</b>	<b>2 070 356,47</b>	<b>2 101 411,82</b>	<b>2 143 440,05</b>	<b>2 175 591,65</b>	<b>2 219 103,49</b>	<b>2 252 390,04</b>	<b>2 297 437,84</b>	<b>2 331 899,41</b>
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	0,00	1 448 685,00	1 970 211,60	2 009 615,83	2 039 760,07	2 070 356,47	2 101 411,82	2 143 440,05	2 175 591,65	2 219 103,49	2 252 390,04	2 297 437,84	2 331 899,41
II. Zmiana stanu produktów (zwiększenie wartości dodatnia, zmniejszenie wartości ujemna)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>B. Koszty działalności operacyjnej</b>	<b>0,00</b>	<b>1 176 399,54</b>	<b>1 660 465,34</b>	<b>1 674 781,24</b>	<b>1 696 469,82</b>	<b>1 718 483,74</b>	<b>1 740 827,86</b>	<b>1 763 507,14</b>	<b>1 786 526,61</b>	<b>1 809 891,38</b>	<b>1 833 606,61</b>	<b>1 857 677,57</b>	<b>1 882 109,60</b>
I. Amortyzacja	0,00	171 656,76	228 875,68	228 875,68	228 875,68	228 875,68	228 875,68	228 875,68	228 875,68	228 875,68	228 875,68	228 875,68	228 875,68
II. Zużycie materiałów i energii	0,00	1 004 742,78	1 431 589,67	1 445 905,56	1 467 594,15	1 489 608,06	1 511 952,18	1 534 631,46	1 557 650,93	1 581 015,70	1 604 730,93	1 628 801,90	1 653 233,92
III. Usługi obce	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Podatki i opłaty, w tym	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
V. Wynagrodzenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VI. Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VII. Pozostałe koszty rodzajowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VIII. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>C. Zysk (strata) ze sprzedaży (A-B)</b>	<b>0,00</b>	<b>272 285,46</b>	<b>309 746,26</b>	<b>334 834,59</b>	<b>343 290,25</b>	<b>351 872,73</b>	<b>360 583,96</b>	<b>379 932,91</b>	<b>389 065,04</b>	<b>409 212,11</b>	<b>418 783,43</b>	<b>439 760,27</b>	<b>449 789,81</b>
<b>D. Pozostałe przychody operacyjne</b>	<b>0,00</b>	<b>67 701,43</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>
I. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Dotacje	0,00	67 701,43	90 268,57	90 268,57	90 268,57	90 268,57	90 268,57	90 268,57	90 268,57	90 268,57	90 268,57	90 268,57	90 268,57
III. Inne przychody operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>E. Pozostałe koszty operacyjne</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>F. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (C+D-E)</b>	<b>0,00</b>	<b>339 986,88</b>	<b>400 014,82</b>	<b>425 103,16</b>	<b>433 558,81</b>	<b>442 141,30</b>	<b>450 852,53</b>	<b>470 201,48</b>	<b>479 333,61</b>	<b>499 480,68</b>	<b>509 052,00</b>	<b>530 028,83</b>	<b>540 058,37</b>
<b>G. Przychody finansowe</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>H. Koszty finansowe</b>	<b>0,00</b>	<b>47 025,00</b>	<b>45 345,54</b>	<b>41 986,61</b>	<b>38 627,68</b>	<b>35 268,75</b>	<b>31 909,82</b>	<b>28 550,89</b>	<b>25 191,96</b>	<b>21 833,04</b>	<b>18 474,11</b>	<b>15 115,18</b>	<b>11 756,25</b>
I. Odsetki, w tym:	0,00	47 025,00	45 345,54	41 986,61	38 627,68	35 268,75	31 909,82	28 550,89	25 191,96	21 833,04	18 474,11	15 115,18	11 756,25
- od jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Strata ze zbycia inwestycji	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Aktualizacja wartości inwestycji	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Inne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>I. Zysk (strata) z działalności gospodarczej (F+G-H)</b>	<b>0,00</b>	<b>292 961,88</b>	<b>354 669,29</b>	<b>383 116,55</b>	<b>394 931,13</b>	<b>406 872,55</b>	<b>418 942,71</b>	<b>441 650,59</b>	<b>454 141,65</b>	<b>477 647,64</b>	<b>490 577,89</b>	<b>514 913,66</b>	<b>528 302,12</b>
<b>J. Wynik zdarzeń nadzwyczajnych (J.I.-J.II.)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
I. Zyski nadzwyczajne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Straty nadzwyczajne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>K. Zysk (strata) brutto (I+/-J)</b>	<b>0,00</b>	<b>292 961,88</b>	<b>354 669,29</b>	<b>383 116,55</b>	<b>394 931,13</b>	<b>406 872,55</b>	<b>418 942,71</b>	<b>441 650,59</b>	<b>454 141,65</b>	<b>477 647,64</b>	<b>490 577,89</b>	<b>514 913,66</b>	<b>528 302,12</b>
L. Podatek dochodowy	0,00	55 662,76	67 387,16	72 792,14	75 036,92	77 305,78	79 599,11	83 913,61	86 286,91	90 753,05	93 209,80	97 833,59	100 377,40
M. Podatek odroczony	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>O. Zysk (strata) netto (K-L-M)</b>	<b>0,00</b>	<b>237 299,13</b>	<b>287 282,12</b>	<b>310 324,41</b>	<b>319 894,22</b>	<b>329 566,77</b>	<b>339 343,59</b>	<b>357 736,98</b>	<b>367 854,73</b>	<b>386 894,59</b>	<b>397 368,09</b>	<b>417 080,06</b>	<b>427 924,72</b>

## Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

Za okres	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<b>A. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:</b>	<b>2 378 537,40</b>	<b>2 414 215,46</b>	<b>2 462 499,77</b>	<b>2 499 437,26</b>	<b>2 549 426,01</b>	<b>2 587 667,40</b>	<b>2 639 420,75</b>	<b>2 679 012,06</b>	<b>2 732 592,30</b>	<b>2 773 581,18</b>	<b>2 829 052,81</b>	<b>2 871 488,60</b>
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	2 378 537,40	2 414 215,46	2 462 499,77	2 499 437,26	2 549 426,01	2 587 667,40	2 639 420,75	2 679 012,06	2 732 592,30	2 773 581,18	2 829 052,81	2 871 488,60
II. Zmiana stanu produktów (zwiększenie wartość dodatnia, zmniejszenie wartość ujemna)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>B. Koszty działalności operacyjnej</b>	<b>1 906 908,11</b>	<b>1 932 078,60</b>	<b>1 957 626,64</b>	<b>1 820 075,28</b>	<b>1 872 552,66</b>	<b>1 899 267,70</b>	<b>1 926 383,46</b>	<b>1 953 905,96</b>	<b>1 981 841,30</b>	<b>2 010 195,66</b>	<b>2 038 975,34</b>	<b>2 068 186,72</b>
I. Amortyzacja	228 875,68	228 875,68	228 875,68	65 393,05	91 550,20	91 550,20	91 550,20	91 550,20	91 550,20	91 550,20	91 550,20	91 550,20
II. Zużycie materiałów i energii	1 678 032,43	1 703 202,92	1 728 750,96	1 754 682,23	1 781 002,46	1 807 717,50	1 834 833,26	1 862 355,76	1 890 291,10	1 918 645,46	1 947 425,14	1 976 636,52
III. Usługi obce	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Podatki i opłaty, w tym	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
V. Wynagrodzenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VI. Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VII. Pozostałe koszty rodzajowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VIII. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>C. Zysk (strata) ze sprzedaży (A-B)</b>	<b>471 629,28</b>	<b>482 136,86</b>	<b>504 873,12</b>	<b>679 361,98</b>	<b>676 873,35</b>	<b>688 399,70</b>	<b>713 037,29</b>	<b>725 106,10</b>	<b>750 751,00</b>	<b>763 385,52</b>	<b>790 077,46</b>	<b>803 301,88</b>
<b>D. Pozostałe przychody operacyjne</b>	<b>90 268,57</b>	<b>90 268,57</b>	<b>48 358,16</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
I. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Dotacje	90 268,57	90 268,57	48 358,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Inne przychody operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>E. Pozostałe koszty operacyjne</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>F. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (C+D-E)</b>	<b>561 897,85</b>	<b>572 405,43</b>	<b>553 231,28</b>	<b>679 361,98</b>	<b>676 873,35</b>	<b>688 399,70</b>	<b>713 037,29</b>	<b>725 106,10</b>	<b>750 751,00</b>	<b>763 385,52</b>	<b>790 077,46</b>	<b>803 301,88</b>
<b>G. Przychody finansowe</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>H. Koszty finansowe</b>	<b>8 397,32</b>	<b>5 038,39</b>	<b>1 679,46</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
I. Odsetki, w tym:	8 397,32	5 038,39	1 679,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- od jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Strata ze zbycia inwestycji	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Aktualizacja wartości inwestycji	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Inne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>I. Zysk (strata) z działalności gospodarczej (F+G-H)</b>	<b>553 500,53</b>	<b>567 367,03</b>	<b>551 551,82</b>	<b>679 361,98</b>	<b>676 873,35</b>	<b>688 399,70</b>	<b>713 037,29</b>	<b>725 106,10</b>	<b>750 751,00</b>	<b>763 385,52</b>	<b>790 077,46</b>	<b>803 301,88</b>
<b>J. Wynik zdarzeń nadzwyczajnych (J.I.-J.II.)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
I. Zyski nadzwyczajne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Straty nadzwyczajne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>K. Zysk (strata) brutto (I+/-J)</b>	<b>553 500,53</b>	<b>567 367,03</b>	<b>551 551,82</b>	<b>679 361,98</b>	<b>676 873,35</b>	<b>688 399,70</b>	<b>713 037,29</b>	<b>725 106,10</b>	<b>750 751,00</b>	<b>763 385,52</b>	<b>790 077,46</b>	<b>803 301,88</b>
L. Podatek dochodowy	105 165,10	107 799,74	104 794,84	129 078,78	128 605,94	130 795,94	135 477,08	137 770,16	142 642,69	145 043,25	150 114,72	152 627,36
M. Podatek odroczony	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>O. Zysk (strata) netto (K-L-M)</b>	<b>448 335,43</b>	<b>459 567,30</b>	<b>446 756,97</b>	<b>550 283,21</b>	<b>548 267,41</b>	<b>557 603,76</b>	<b>577 560,20</b>	<b>587 335,94</b>	<b>608 108,31</b>	<b>618 342,27</b>	<b>639 962,74</b>	<b>650 674,52</b>



## 10.6. Polityka taryf i opłat

Sprzedaż energii cieplnej z systemu ciepłowniczego odbywa się według taryf zatwierdzonych przez Urząd Regulacji Energetyki. Taryfa dla Ciepła weszła w życie 12 listopada 2018 r. Dokument ten stanowi załącznik do Decyzji Prezesa URE z 1 października 2018 r. nr OŁO.4210.3.2018.BG

Odbiorcy podzieleni są na cztery grupy taryfowe WGS; WG, WI oraz WO.

Cena ciepła wynosi 29,37 zł/GJ

Cena za zamówioną moc rocznie 95.359,54 zł/MW

Opłaty przyłączeniowe w zależności od średnicy nominalnej rurociągów w mm od 180,84 zł do 295,56 zł/mb

## 10.7. Zapotrzebowanie na kapitał obrotowy netto

Założono że zarówno działalność bieżąca jak i projekt nie będą generować istotnego zapotrzebowania na wzrost wartości kapitału obrotowego netto. Przewiduje się utrzymanie aktualnych wskaźników obrotowości. Cykle rotacji dla zapasów wyniosą ok. 76 dni w całym okresie projekcji /77 dni w 2017 roku/, dla należności cykl wyniesie 47 dni /47 dni w 2017 r./ oraz dla zobowiązań pomiędzy 37 /69 w 2017 r./

	2016	2017	2018	2019	2020
Cykl rotacji zapasów w dniach	86	77	76	76	76
Cykl rotacji należności w dniach	51	47	47	47	47
Cykl rotacji zobowiązań w dniach	48	69	39	39	53

## 10.8. Przedstawienie sytuacji finansowej Wnioskodawcy w okresie bieżącym oraz za trzy lata wstecz

PEC sp. z o.o. w Sieradzu uzyskuje stabilne wyniki finansowe. W latach 2015-2017 spółka wartość sprzedaży wzrosła z 21.449,6 tys. zł do 23.917,3 tys. zł (w 2016 r. 22.171,9 tys. zł).

Wartość EBITDA (zysk operacyjny plus amortyzacja) wzrósł z 2.847,2 tys. zł w 2015 r. do 5.242,4 tys. zł w 2017 r. (3.492,3 tys. zł w 2016 r.) Na poziomie netto spółka zanotowała kolejno wynik w wysokości: 1.138,7 tys. zł w 2015 r.; 1.332 tys. zł w 2016 oraz 2.226 tys. zł w 2017 r.

Suma bilansowa spółki na koniec 2017 r. wyniosła 31.195 tys. zł, w 2016 r. 28.856,9 tys. zł oraz 25.933 tys. zł w 2015 r. Głównym składnikiem aktywów trwałych są

Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na koniec 2017 r. wynosi 12.011,3 tys. zł ( w 2016 r. 9.691,5 tys. zł). Aktywa trwałe stanowią w 2017 r. 43,1% sumy bilansowej (39,7% w 2016 r.). Na aktywa obrotowe składają się przede wszystkim inwestycje krótkoterminowe w kwocie 9.546,2 tys. zł (8.876,7tys. zł w 2016r.) oraz zapasy wynoszące 5.027,3 tys. zł (w 2016 r. 5.226,2 tys. zł). Należności krótkoterminowe wynoszą 3.082,3 tys. zł (w 2016 r. 3.126,2 tys. zł).

Głównym źródłem finansowania aktywów są kapitały własne które na koniec 2017 r. wyniosły 22.043,5 tys. zł (w 2016 r. 20.449,6 tys. zł) stanowiąc 70,7% sumy pasywów. Ponadto spółka finansuje aktywa za pomocą rezerw na zobowiązania w wysokości 4.062,5 tys. zł oraz zobowiązań krótkoterminowych w wysokości 4.542,6 tys. zł. Najmniejsza pozycją pasywów są rozliczenia międzyokresowe wynoszą 546,3 tys. zł. Aktywa trwałe spółki są w całości finansowane z długoterminowych kapitałów (kapitału własnego, długoterminowych rezerw oraz długoterminowych zobowiązań) spełniając tym samym złotą regułę bilansową.

Tabela. Rachunek zysków i strat spółki 2016-2017.

Za okres	2016	2017
<b>A. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:</b>	<b>22 171 903,28</b>	<b>23 917 319,59</b>
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	22 526 775,58	23 247 405,99
II. Zmiana stanu produktów (zwiększenie wartość dodatnia, zmniejszenie wartość ujemna)	-693 521,05	207 550,66
III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	204 843,99	280 652,15
IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	133 804,76	181 710,79
<b>B. Koszty działalności operacyjnej</b>	<b>20 385 256,92</b>	<b>21 879 922,67</b>
I. Amortyzacja	1 917 164,65	2 555 271,50
II. Zużycie materiałów i energii	8 043 879,71	8 533 222,48
III. Usługi obce	1 723 601,72	2 051 904,65
IV. Podatki i opłaty, w tym - podatek akcyzowy	1 385 596,68	1 284 052,67
V. Wynagrodzenia	5 533 873,69	5 568 185,36
VI. Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	1 630 373,02	1 688 549,92
VII. Pozostałe koszty rodzajowe	73 025,76	112 619,46
VIII. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	77 741,69	86 116,63
<b>C. Zysk (strata) ze sprzedaży (A-B)</b>	<b>1 786 646,36</b>	<b>2 037 396,92</b>
<b>D. Pozostałe przychody operacyjne</b>	<b>180 406,14</b>	<b>980 516,76</b>
I. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	0,00	0,00
II. Dotacje	0,00	0,00
III. Inne przychody operacyjne	180 406,14	980 516,76
<b>E. Pozostałe koszty operacyjne</b>	<b>391 907,05</b>	<b>330 793,99</b>
I. Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	0,00	0,00
II. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	0,00	0,00
III. Inne koszty operacyjne	391 907,05	330 793,99
<b>F. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (C+D-E)</b>	<b>1 575 145,45</b>	<b>2 687 119,69</b>
<b>G. Przychody finansowe</b>	<b>75 149,64</b>	<b>98 506,15</b>
I. Dywidendy i udziały w zyskach, w tym: - od jednostek powiązanych	0,00 0,00	0,00 0,00
II. Odsetki, w tym: - od jednostek powiązanych	75 149,64 0,00	98 506,15 0,00
III. Zysk ze zbycia inwestycji	0,00	0,00
IV. Aktualizacja wartości inwestycji	0,00	0,00
V. Inne	0,00	0,00
<b>H. Koszty finansowe</b>	<b>15,78</b>	<b>9 744,38</b>
I. Odsetki, w tym: - od jednostek powiązanych	15,78 0,00	9 744,38 0,00
II. Strata ze zbycia inwestycji	0,00	0,00
III. Aktualizacja wartości inwestycji	0,00	0,00
IV. Inne	0,00	0,00
<b>I. Zysk (strata) z działalności gospodarczej (F+G-H)</b>	<b>1 650 279,31</b>	<b>2 775 881,46</b>
<b>J. Wynik zdarzeń nadzwyczajnych (J.I.-J.II.)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
I. Zyski nadzwyczajne	0,00	0,00
II. Straty nadzwyczajne	0,00	0,00
<b>K. Zysk (strata) brutto (I+/- J)</b>	<b>1 650 279,31</b>	<b>2 775 881,46</b>
L. Podatek dochodowy	318 272,00	549 930,00
M. Podatek odroczony	0,00	0,00
N. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	0,00	0,00
<b>O. Zysk (strata) netto (K-L-M)</b>	<b>1 332 007,31</b>	<b>2 225 951,46</b>

Tabela. Bilans Aktywa spółki 2016-2017.

Treść	2016	2017
<b>A. AKTYWA TRWAŁE</b>	<b>11 468 185,48</b>	<b>13 451 992,28</b>
<b>I. Wartości niematerialne i prawne</b>	<b>1 062 173,04</b>	<b>784 384,86</b>
1. Koszty zakończonych prac rozwojowych		0,00
2. Wartość firmy		0,00
3. Inne wartości niematerialne i prawne	1 062 173,04	784 384,86
4. Zaliczki na wartości niematerialnych i prawnych		0,00
<b>II. Rzeczowe aktywa trwałe</b>	<b>9 691 477,29</b>	<b>12 011 264,42</b>
1. Środki trwałe	9 685 969,29	11 931 762,62
a) grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	61 620,83	49 296,71
b) budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	8 472 821,83	8 301 038,57
c) urządzenia techniczne i maszyny	1 026 722,45	3 479 886,69
d) środki transportu	98 720,02	71 462,70
e) inne środki trwałe	26 084,16	30 077,95
2. Środki trwałe w budowie	5 508,00	79 501,80
3. Zaliczki na środki trwałe w budowie	0,00	0,00
<b>III. Należności długoterminowe</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>IV. Inwestycje długoterminowe</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>V. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe</b>	<b>714 535,15</b>	<b>656 343,00</b>
1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	712 873,00	656 343,00
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	1 662,15	0,00
<b>B. AKTYWA OBROTOWE</b>	<b>17 388 694,65</b>	<b>17 742 984,34</b>
<b>I. Zapasy</b>	<b>5 226 202,59</b>	<b>5 027 312,36</b>
1. Materiały	5 226 148,16	4 965 964,11
2. Półprodukty i produkty w toku	0,00	0,00
3. Produkty gotowe	0,00	0,00
4. Towary	0,00	61 348,25
5. Zaliczki na poczet dostaw	54,43	0,00
<b>II. Należności krótkoterminowe</b>	<b>3 126 223,81</b>	<b>3 082 295,08</b>
1. Należności od jednostek powiązanych	0,00	0,00
a) z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty :	0,00	0,00
- do 12 miesięcy	0,00	0,00
- powyżej 12 miesięcy	0,00	0,00
b) inne	0,00	0,00
2. Należności od pozostałych jednostek	3 126 223,81	3 082 295,08
a) z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty :	3 044 902,75	3 006 415,03
- do 12 miesięcy	3 044 902,75	3 006 415,03
- powyżej 12 miesięcy	0,00	0,00
b) z tytułu podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń	0,00	0,00
c) inne	81 321,06	75 880,05
d) dochodzone na drodze sądowej	0,00	0,00
<b>III. Inwestycje krótkoterminowe</b>	<b>8 876 742,27</b>	<b>9 546 204,05</b>
1. Krótkoterminowe aktywa finansowe	8 876 742,27	9 546 204,05
a) w jednostkach powiązanych	0,00	0,00
b) w pozostałych jednostkach	0,00	0,00
c) środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	8 876 742,27	9 546 204,05
- środki pieniężne w kasie i na rachunkach	8 876 742,27	9 546 204,05
- inne środki pieniężne	0,00	0,00
- inne aktywa pieniężne	0,00	0,00
2. Inne inwestycje krótkoterminowe	0,00	0,00
<b>IV. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe</b>	<b>159 525,98</b>	<b>87 172,85</b>
<b>SUMA AKTYWÓW</b>	<b>28 856 880,13</b>	<b>31 194 976,62</b>

Tabela. Bilans Pasywa spółki 2016-2017.

Treść	2016	2017
<b>A. KAPITAŁ (FUNDUSZ) WŁASNY</b>	<b>20 449 604,65</b>	<b>22 043 548,80</b>
I. Kapitał (fundusz) podstawowy	6 161 800,00	6 161 800,00
II. Należne wpłaty na kapitał podstawowy (wielkość ujemna)	0,00	0,00
III. Udziały (akcje) własne (wielkość ujemna)	0,00	0,00
IV. Kapitał (fundusz) zapasowy	9 521 478,18	9 521 478,18
V. Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	0,00	0,00
VI. Pozostałe kapitały (fundusze) rezerwowe	3 434 319,16	4 134 319,16
VII. Zysk (strata) z lat ubiegłych	0,00	0,00
VIII. Zysk (strata) netto	1 332 007,31	2 225 951,46
IX. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)	0,00	0,00
<b>B. ZOBOWIĄZANIA I REZERWY NA ZOBOWIĄZANIA</b>	<b>8 407 275,48</b>	<b>9 151 427,82</b>
<b>I. Rezerwy na zobowiązania</b>	<b>4 363 206,64</b>	<b>4 062 495,64</b>
1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	0,00	0,00
2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	1 158 686,00	1 166 287,31
- długoterminowa	559 271,00	614 565,20
- krótkoterminowa	599 415,00	551 722,11
3. Pozostałe rezerwy	3 204 520,64	2 896 208,33
- długoterminowe	0,00	0,00
- krótkoterminowe	3 204 520,64	2 896 208,33
<b>II. Zobowiązania długoterminowe</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>III. Zobowiązania krótkoterminowe</b>	<b>2 920 422,10</b>	<b>4 542 610,78</b>
1. Wobec jednostek powiązanych	0,00	0,00
2. Wobec pozostałych jednostek	2 649 873,59	4 255 961,10
a) kredyty i pożyczki	0,00	2 054 700,00
b) z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0,00	0,00
c) inne zobowiązania finansowe	0,00	0,00
d) z tytułu dostaw i usług o okresie wymagalności :	822 271,57	828 769,80
- do 12 miesięcy	822 271,57	828 769,80
- powyżej 12 miesięcy		0,00
e) zaliczki otrzymane na dostawy		0,00
f) zobowiązania wekslowe		0,00
g) z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń	1 292 102,46	1 086 853,38
h) z tytułu wynagrodzeń	155 028,77	165 237,31
i) inne	380 470,79	120 400,61
3. Fundusze specjalne	270 548,51	286 649,68
<b>IV. Rozliczenia międzyokresowe</b>	<b>1 123 646,74</b>	<b>546 321,40</b>
1. Ujemna wartość firmy	0,00	0,00
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	1 123 646,74	546 321,40
- długoterminowe	0,00	0,00
- krótkoterminowe	1 123 646,74	546 321,40
<b>SUMA PASYWÓW</b>	<b>28 856 880,13</b>	<b>31 194 976,62</b>

Tabela. Rachunek przepływów pieniężnych spółki 2016-2017.

Wyszczególnienie	2016	2017
<b>Działalność Operacyjna</b>		
1 Przychody ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów	22 171 903,28	23 917 319,59
2 Pozostałe przychody operacyjne	180 406,14	980 516,76
3 Zyski nadzwyczajne	0,00	0,00
4 Koszty działalności operacyjnej (bez amortyzacji)	-18 468 092,27	-19 324 651,17
5 Pozostałe koszty operacyjne	-391 907,05	-330 793,99
6 Straty nadzwyczajne	0,00	0,00
7 Wzrost(-) lub spadek (+) stanu należności	-3 126 223,81	43 928,73
8 Wzrost (+) lub spadek (-) stanu rezerw	4 363 206,64	-300 711,00
9 Wzrost (+) lub spadek (-) stanu RMB	1 123 646,74	-577 325,34
10 Wzrost (-) lub spadek (+) stanu zapasów	-5 226 202,59	198 890,23
11 Wzrost (+) lub spadek (-) stanu zobowiązań krótkoterm.	2 920 422,10	-432 511,32
12 Wzrost (-) lub spadek (+) stanu RMC	-874 061,13	130 545,28
13 Wynik na sprzedaży niefinansowych aktywów trwałych (+,-)	0,00	0,00
14 Podatek dochodowy (-)	-318 272,00	-549 930,00
15 Inne	0,00	0,00
<b>A. Przepływy działalności operacyjnej (I-II)</b>	<b>2 354 826,05</b>	<b>3 755 277,77</b>
<b>Działalność Finansowa</b>		
16 Przychody finansowe	75 149,64	98 506,15
17 Koszty finansowe	-15,78	-9 744,38
18 Wynik na sprzedaży i aktualizacji wartości inwestycji (+,-)	0,00	0,00
19 Dywidendy i udziały w zyskach	0,00	0,00
20 Zaciągnięcie / spłata długoterminowych zobowiązań	0,00	0,00
21 Zaciągnięcie / spłata kredytów i pożyczek	0,00	2 054 700,00
22 Emisja / spadek kapitałów własnych	19 117 597,34	-632 007,31
23 Wypłaty dywidend na rzecz właścicieli	0,00	0,00
24 Inne wypłaty z zysku netto	0,00	0,00
25 Inne	0,00	0,00
<b>B. Przepływy z działalności finansowej</b>	<b>19 192 731,20</b>	<b>1 511 454,46</b>
<b>Działalność Inwestycyjna</b>		
26 Wzrost (-) lub spadek (+) krótkoterminowych inwestycji	0,00	0,00
27 Wynik na sprzedaży niefinansowych aktywów trwałych (+,-)	0,00	0,00
28 Wynik na sprzedaży i aktualizacji wartości inwestycji (+,-)		
29 Inne zmiany aktywów trwałych	-12 670 814,98	-4 597 270,45
30 Dywidendy i udziały w zyskach		
31 Inne		
<b>C. Przepływy z działalności inwestycyjnej</b>	<b>-12 670 814,98</b>	<b>-4 597 270,45</b>
<b>D. Przepływy pieniężne ogółem (A+B+C)</b>	<b>8 876 742,27</b>	<b>669 461,78</b>
<b>E. Środki pieniężne na początek okresu</b>	<b>0,00</b>	<b>8 876 742,27</b>
<b>F. Środki pieniężne na koniec okresu</b>	<b>8 876 742,27</b>	<b>9 546 204,05</b>

W kolejnym punkcie zaprezentowano prognozę finansową spółki z uwzględnieniem realizacji inwestycji – WARIANT Z INWESTYCJĄ (rachunek zysków i strat oraz bilans spółki). Rachunek przepływów pieniężnych zamieszczono w punkcie 10.12. Analiza finansowej trwałości inwestycji.















## 10.10. Analiza wskaźnikowa

Tabela. Główne wskaźniki ekonomiczne wnioskodawcy w wariancie z projektem.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Płynność szybka	5,2	6,3	4,5	5,5	6,5	7,6	8,8	9,9	11,1	12,2	13,2	14,3	15,4	16,5
Płynność bieżąca	7,1	8,2	6,0	6,9	8,0	9,0	10,2	11,3	12,5	13,7	14,7	15,7	16,8	18,0
Rentowność sprzedaży	9,3%	2,8%	4,8%	14,6%	15,0%	15,1%	14,8%	14,8%	14,7%	16,3%	17,6%	17,6%	17,4%	17,6%
Rentowność kapitałów własnych	8,7%	2,6%	4,4%	12,4%	11,7%	10,7%	9,7%	8,9%	8,3%	8,5%	8,5%	7,9%	7,4%	7,0%
Rentowność aktywów	6,9%	1,4%	1,9%	5,7%	5,9%	5,8%	5,6%	5,5%	5,4%	5,8%	6,1%	5,9%	5,7%	5,6%
Zadłużenie ogólne	0,21	0,46	0,57	0,54	0,50	0,46	0,42	0,38	0,35	0,32	0,28	0,25	0,23	0,20
Cykl rotacji zapasów w dniach	76	76	76	72	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Cykl rotacji należności w dniach	47	47	47	45	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Cykl rotacji zobowiązań w dniach	39	39	53	51	50	50	50	49	49	49	49	49	49	48
CF Operacyjny	5 228 254,70	12 239 564,13	12 667 229,53	7 632 977,29	6 962 492,12	7 146 402,23	7 248 420,68	7 303 008,46	7 365 043,54	7 319 852,99	7 276 797,86	7 338 144,29	7 399 585,64	7 447 072,81
CF Inwestycyjny	-4 163 000,00	-17 085 081,00	-17 745 081,00	-3 781 309,31	-1 300 000,00	-1 500 000,00	-1 000 000,00	-1 300 000,00	-1 000 000,00	-1 000 000,00	-1 500 000,00	-1 300 000,00	-1 000 000,00	-1 000 000,00
CF Finansowy wpływ	104 000,00	8 104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00
Saldo środków	9 546 204,05	10 336 161,41	13 480 644,54	13 059 680,57	17 347 320,87	21 705 766,56	26 077 640,22	31 081 050,18	35 868 565,79	41 047 634,33	46 211 030,18	50 860 888,75	55 801 611,62	61 133 293,69
CF Finansowy wydatki	2 068 700,00	114 000,00	297 112,50	1 318 027,68	1 290 189,29	1 260 671,43	1 231 153,57	1 201 635,71	1 172 117,86	1 142 600,00	1 113 082,14	1 083 564,29	1 054 046,43	1 024 528,57
WPOD	5,18	119,25	28,63	12,91	17,92	21,78	26,34	30,95	36,12	41,55	46,80	52,61	59,11	66,06

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Płynność szybka	17,6	18,5	24,7	27,1	28,3	29,8	31,1	32,6	34,0	35,4	36,7	37,9	39,3
Płynność bieżąca	19,1	20,0	26,6	29,1	30,2	31,7	33,1	34,5	36,0	37,3	38,7	39,9	41,2
Rentowność sprzedaży	17,6%	17,6%	17,4%	17,4%	17,5%	17,4%	17,2%	17,2%	17,1%	17,0%	16,8%	16,8%	16,7%
Rentowność kapitałów własnych	6,7%	6,3%	6,0%	5,7%	5,6%	5,3%	5,0%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,2%	4,1%
Rentowność aktywów	5,5%	5,4%	5,2%	5,0%	4,9%	4,8%	4,6%	4,5%	4,3%	4,2%	4,0%	4,0%	3,9%
Zadłużenie ogólne	0,18	0,15	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05
Cykl rotacji zapasów w dniach	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Cykl rotacji należności w dniach	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Cykl rotacji zobowiązań w dniach	48	48	38	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
CF Operacyjny	7 496 670,14	7 555 380,15	7 618 201,09	7 675 682,26	7 707 477,65	7 776 105,07	7 840 704,35	7 894 838,35	7 947 117,83	8 009 655,52	8 072 275,51	8 122 660,61	8 172 672,19
CF Inwestycyjny	-1 000 000,00	-1 800 000,00	-1 000 000,00	-1 000 000,00	-2 307 860,00	-1 300 000,00	-1 500 000,00	-1 000 000,00	-1 000 000,00	-1 300 000,00	-1 000 000,00	-1 500 000,00	-1 000 000,00
CF Finansowy wpływ	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00
Saldo środków	66 541 980,79	72 029 783,08	76 805 813,23	82 474 182,18	89 134 327,83	94 637 945,48	101 218 050,55	107 662 754,90	114 661 593,25	121 712 711,08	128 526 366,60	135 702 642,11	142 429 302,72
CF Finansowy wydatki	995 010,71	965 492,86	18 117,86	1 679,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
WPOD	73,51	80,67	4 610,26	53 144,25	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!

Główne wskaźniki ekonomiczne firmy będą systematycznie się poprawiać. W dalszych latach projekcji ze względu na brak pobrań właścicielskich spadnie rentowność aktywów oraz kapitałów własnych. Pozostałe wskaźniki będzie cechować nadpłynność oraz wysoki poziom samofinansowania /niski poziom finansowania dłużnego/. W projekcji założono utrzymanie zbliżonych wartości cykli rotacji zapasów i należności oraz spadek cyklu rotacji zobowiązań.

## 10.11. Poziom dofinansowania oraz wskaźniki efektywności finansowej

Poziom dofinansowania obliczono zgodnie z Metodą wyliczenia maksymalnej wysokości dofinansowania ze środków UE dla Działania 1.6.1

Tabela. Efektywność projektu bez uwzględnienia dotacji w zł.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>WPLYWY razem</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1 448 685,00</b>	<b>1 970 211,60</b>	<b>2 009 615,83</b>	<b>2 039 760,07</b>	<b>2 070 356,47</b>	<b>2 101 411,82</b>	<b>2 143 440,05</b>	<b>2 175 591,65</b>	<b>2 219 103,49</b>	<b>2 252 390,04</b>	<b>2 297 437,84</b>
Przychody ze sprzedaży	0,00	0,00	0,00	1 448 685,00	1 970 211,60	2 009 615,83	2 039 760,07	2 070 356,47	2 101 411,82	2 143 440,05	2 175 591,65	2 219 103,49	2 252 390,04	2 297 437,84
Przychody ze sprzedaży ciepła	0,00	0,00	0,00	1 448 685,00	1 970 211,60	2 009 615,83	2 039 760,07	2 070 356,47	2 101 411,82	2 143 440,05	2 175 591,65	2 219 103,49	2 252 390,04	2 297 437,84
Redukacja nakładów modernizacyjnych na infrastrukturę gazową	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>WYDATKI razem</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>660 000,00</b>	<b>3 614 395,33</b>	<b>1 431 589,67</b>	<b>1 445 905,56</b>	<b>1 467 594,15</b>	<b>1 489 608,06</b>	<b>1 511 952,18</b>	<b>1 534 631,46</b>	<b>1 557 650,93</b>	<b>1 581 015,70</b>	<b>1 604 730,93</b>	<b>1 628 801,90</b>
Nakłady inwestycyjne	0,00	0,00	660 000,00	2 609 652,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nakłady odtworzeniowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty operacyjne bez amortyzacji	0,00	0,00	0,00	1 004 742,78	1 431 589,67	1 445 905,56	1 467 594,15	1 489 608,06	1 511 952,18	1 534 631,46	1 557 650,93	1 581 015,70	1 604 730,93	1 628 801,90
Zmiana kapitału obrotowego														
<b>WOLNE PRZEPŁYWY PIENIĘŻNE NETTO</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>-660 000,00</b>	<b>-2 165 710,33</b>	<b>538 621,93</b>	<b>563 710,27</b>	<b>572 165,92</b>	<b>580 748,41</b>	<b>589 459,64</b>	<b>608 808,59</b>	<b>617 940,72</b>	<b>638 087,79</b>	<b>647 659,11</b>	<b>668 635,94</b>
<b>Współczynnik dyskontowy</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>0,9615</b>	<b>0,9246</b>	<b>0,8890</b>	<b>0,8548</b>	<b>0,8219</b>	<b>0,7903</b>	<b>0,7599</b>	<b>0,7307</b>	<b>0,7026</b>	<b>0,6756</b>	<b>0,6496</b>
<b>ZDYSKONTOWANE PRZEPŁYWY PIENIĘŻNE NETTO</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>-660 000,00</b>	<b>-2 082 413,78</b>	<b>497 986,26</b>	<b>501 136,38</b>	<b>489 089,83</b>	<b>477 332,86</b>	<b>465 858,52</b>	<b>462 644,49</b>	<b>451 523,23</b>	<b>448 312,02</b>	<b>437 535,29</b>	<b>434 333,16</b>
STOPA DYSKONTOWA	4,00%													
Finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji - FRR	19,80%													
Finansowa zdyskontowana wartość netto inwestycji - FNPV	6 050 540,65													

Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<b>WPLYWY razem</b>	<b>2 331 899,41</b>	<b>2 378 537,40</b>	<b>2 414 215,46</b>	<b>2 462 499,77</b>	<b>2 499 437,26</b>	<b>2 549 426,01</b>	<b>2 587 667,40</b>	<b>2 639 420,75</b>	<b>2 679 012,06</b>	<b>2 732 592,30</b>	<b>2 773 581,18</b>	<b>2 829 052,81</b>	<b>3 446 947,00</b>
Przychody ze sprzedaży	2 331 899,41	2 378 537,40	2 414 215,46	2 462 499,77	2 499 437,26	2 549 426,01	2 587 667,40	2 639 420,75	2 679 012,06	2 732 592,30	2 773 581,18	2 829 052,81	2 871 488,60
Przychody ze sprzedaży ciepła	2 331 899,41	2 378 537,40	2 414 215,46	2 462 499,77	2 499 437,26	2 549 426,01	2 587 667,40	2 639 420,75	2 679 012,06	2 732 592,30	2 773 581,18	2 829 052,81	2 871 488,60
Redukacja nakładów modernizacyjnych na infrastrukturę gazową	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	575 458,40
<b>WYDATKI razem</b>	<b>1 653 233,92</b>	<b>1 678 032,43</b>	<b>1 703 202,92</b>	<b>1 728 750,96</b>	<b>1 754 682,23</b>	<b>1 781 002,46</b>	<b>2 932 477,10</b>	<b>1 834 833,26</b>	<b>1 862 355,76</b>	<b>1 890 291,10</b>	<b>1 918 645,46</b>	<b>1 947 425,14</b>	<b>1 976 636,52</b>
Nakłady inwestycyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nakłady odtworzeniowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 124 759,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty operacyjne bez amortyzacji	1 653 233,92	1 678 032,43	1 703 202,92	1 728 750,96	1 754 682,23	1 781 002,46	1 807 717,50	1 834 833,26	1 862 355,76	1 890 291,10	1 918 645,46	1 947 425,14	1 976 636,52
Zmiana kapitału obrotowego													
<b>WOLNE PRZEPLYWY PIENIĘŻNE NETTO</b>	<b>678 665,48</b>	<b>700 504,96</b>	<b>711 012,54</b>	<b>733 748,80</b>	<b>744 755,03</b>	<b>768 423,55</b>	<b>-344 809,70</b>	<b>804 587,49</b>	<b>816 656,30</b>	<b>842 301,20</b>	<b>854 935,72</b>	<b>881 627,66</b>	<b>1 470 310,48</b>
<b>Współczynnik dyskontowy</b>	<b>0,6246</b>	<b>0,6006</b>	<b>0,5775</b>	<b>0,5553</b>	<b>0,5339</b>	<b>0,5134</b>	<b>0,4936</b>	<b>0,4746</b>	<b>0,4564</b>	<b>0,4388</b>	<b>0,4220</b>	<b>0,4057</b>	<b>0,3901</b>
<b>ZDYSKONTOWANE PRZEPLYWY PIENIĘŻNE NETTO</b>	<b>423 892,46</b>	<b>420 705,13</b>	<b>410 592,02</b>	<b>407 424,66</b>	<b>397 630,80</b>	<b>394 488,09</b>	<b>-170 207,76</b>	<b>381 891,35</b>	<b>372 711,27</b>	<b>369 630,07</b>	<b>360 744,73</b>	<b>357 699,56</b>	<b>573 599,69</b>
STOPA DYSKONTOWA													
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;">                     Finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji - FRR                      Finansowa zdyskontowana wartość netto inwestycji - FNPV                 </div>													

W wariantcie bez uwzględnienia dotacji efektywność projektu przy 4% stopie dyskontowej wynosi: mierzona wartością FRR 19,8% a wartość FNPV 6.050,5 tys. zł.

Tabela. Efektywność projektu z uwzględnieniem dotacji w zł.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>WPLÝWY razem</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>399 696,00</b>	<b>2 338 539,96</b>	<b>1 970 211,60</b>	<b>2 009 615,83</b>	<b>2 039 760,07</b>	<b>2 070 356,47</b>	<b>2 101 411,82</b>	<b>2 143 440,05</b>	<b>2 175 591,65</b>	<b>2 219 103,49</b>	<b>2 252 390,04</b>	<b>2 297 437,84</b>	<b>2 331 899,41</b>	<b>2 378 537,40</b>
Przychody ze sprzedaży	0,00	0,00	0,00	1 448 685,00	1 970 211,60	2 009 615,83	2 039 760,07	2 070 356,47	2 101 411,82	2 143 440,05	2 175 591,65	2 219 103,49	2 252 390,04	2 297 437,84	2 331 899,41	2 378 537,40
Przychody ze sprzedaży ciepła	0,00	0,00	0,00	1 448 685,00	1 970 211,60	2 009 615,83	2 039 760,07	2 070 356,47	2 101 411,82	2 143 440,05	2 175 591,65	2 219 103,49	2 252 390,04	2 297 437,84	2 331 899,41	2 378 537,40
Redukacja nakładów modernizacyjnych na infrastrukturę gazową	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dotacja POIS	0,00	0,00	399 696,00	889 854,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>WYDATKI razem</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>660 000,00</b>	<b>3 614 395,33</b>	<b>1 431 589,67</b>	<b>1 445 905,56</b>	<b>1 467 594,15</b>	<b>1 489 608,06</b>	<b>1 511 952,18</b>	<b>1 534 631,46</b>	<b>1 557 650,93</b>	<b>1 581 015,70</b>	<b>1 604 730,93</b>	<b>1 628 801,90</b>	<b>1 653 233,92</b>	<b>1 678 032,43</b>
Nakłady inwestycyjne	0,00	0,00	660 000,00	2 609 652,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nakłady odtworzeniowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty operacyjne bez amortyzacji	0,00	0,00	0,00	1 004 742,78	1 431 589,67	1 445 905,56	1 467 594,15	1 489 608,06	1 511 952,18	1 534 631,46	1 557 650,93	1 581 015,70	1 604 730,93	1 628 801,90	1 653 233,92	1 678 032,43
Zmiana kapitału obrotowego	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>WOLNE PRZEPLÝWY PIENIĘŻNE NETTO</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>-260 304,00</b>	<b>-1 275 855,37</b>	<b>538 621,93</b>	<b>563 710,27</b>	<b>572 165,92</b>	<b>580 748,41</b>	<b>589 459,64</b>	<b>608 808,59</b>	<b>617 940,72</b>	<b>638 087,79</b>	<b>647 659,11</b>	<b>668 635,94</b>	<b>678 665,48</b>	<b>700 504,96</b>
Współczynnik dyskontowy	1,0000	1,0000	1,0000	0,9615	0,9246	0,8890	0,8548	0,8219	0,7903	0,7599	0,7307	0,7026	0,6756	0,6496	0,6246	0,6006
<b>ZDISKONTOWANE PRZEPLÝWY PIENIĘŻNE NETTO</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>-260 304,00</b>	<b>-1 226 784,01</b>	<b>497 986,26</b>	<b>501 136,38</b>	<b>489 089,83</b>	<b>477 332,86</b>	<b>465 858,52</b>	<b>462 644,49</b>	<b>451 523,23</b>	<b>448 312,02</b>	<b>437 535,29</b>	<b>434 333,16</b>	<b>423 892,46</b>	<b>420 705,13</b>
STOPA DYSKONTOWA																
Finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji - FRR																
Finansowa zdyskontowana wartość netto inwestycji - NPV																

Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044		
<b>WPLYWY razem</b>	<b>2 331 899,41</b>	<b>2 378 537,40</b>	<b>2 414 215,46</b>	<b>2 462 499,77</b>	<b>2 499 437,26</b>	<b>2 549 426,01</b>	<b>2 587 667,40</b>	<b>2 639 420,75</b>	<b>2 679 012,06</b>	<b>2 732 592,30</b>	<b>2 773 581,18</b>	<b>2 829 052,81</b>	<b>3 446 947,00</b>		
Przychody ze sprzedaży	2 331 899,41	2 378 537,40	2 414 215,46	2 462 499,77	2 499 437,26	2 549 426,01	2 587 667,40	2 639 420,75	2 679 012,06	2 732 592,30	2 773 581,18	2 829 052,81	2 871 488,60		
Przychody ze sprzedaży ciepła	2 331 899,41	2 378 537,40	2 414 215,46	2 462 499,77	2 499 437,26	2 549 426,01	2 587 667,40	2 639 420,75	2 679 012,06	2 732 592,30	2 773 581,18	2 829 052,81	2 871 488,60		
Redukacja nakładów modernizacyjnych na infrastrukturę gazową	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Dotacja POiŚ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	575 458,40		
<b>WYDATKI razem</b>	<b>1 653 233,92</b>	<b>1 678 032,43</b>	<b>1 703 202,92</b>	<b>1 728 750,96</b>	<b>1 754 682,23</b>	<b>1 781 002,46</b>	<b>2 932 477,10</b>	<b>1 834 833,26</b>	<b>1 862 355,76</b>	<b>1 890 291,10</b>	<b>1 918 645,46</b>	<b>1 947 425,14</b>	<b>1 976 636,52</b>		
Nakłady inwestycyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Nakłady odtworzeniowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 124 759,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Koszty operacyjne bez amortyzacji	1 653 233,92	1 678 032,43	1 703 202,92	1 728 750,96	1 754 682,23	1 781 002,46	1 807 717,50	1 834 833,26	1 862 355,76	1 890 291,10	1 918 645,46	1 947 425,14	1 976 636,52		
Zmiana kapitału obrotowego	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
<b>WOLNE PRZEPLYWY PIENIĘŻNE NETTO</b>	<b>678 665,48</b>	<b>700 504,96</b>	<b>711 012,54</b>	<b>733 748,80</b>	<b>744 755,03</b>	<b>768 423,55</b>	<b>-344 809,70</b>	<b>804 587,49</b>	<b>816 656,30</b>	<b>842 301,20</b>	<b>854 935,72</b>	<b>881 627,66</b>	<b>1 470 310,48</b>		
<b>Współczynnik dyskontowy</b>	<b>0,6246</b>	<b>0,6006</b>	<b>0,5775</b>	<b>0,5553</b>	<b>0,5339</b>	<b>0,5134</b>	<b>0,4936</b>	<b>0,4746</b>	<b>0,4564</b>	<b>0,4388</b>	<b>0,4220</b>	<b>0,4057</b>	<b>0,3901</b>		
<b>ZDISKONTOWANE PRZEPLYWY PIENIĘŻNE NETTO</b>	<b>423 892,46</b>	<b>420 705,13</b>	<b>410 592,02</b>	<b>407 424,66</b>	<b>397 630,80</b>	<b>394 488,09</b>	<b>-170 207,76</b>	<b>381 891,35</b>	<b>372 711,27</b>	<b>369 630,07</b>	<b>360 744,73</b>	<b>357 699,56</b>	<b>573 599,69</b>		
<b>STOPA DYSKONTOWA</b>															
<table border="1"> <tr> <td>Finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji - <b>FRR</b></td> </tr> <tr> <td>Finansowa zdyskontowana wartość netto inwestycji - <b>FNPV</b></td> </tr> </table>														Finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji - <b>FRR</b>	Finansowa zdyskontowana wartość netto inwestycji - <b>FNPV</b>
Finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji - <b>FRR</b>															
Finansowa zdyskontowana wartość netto inwestycji - <b>FNPV</b>															

W wariancie z uwzględnieniem dotacji efektywność projektu przy 4% stopie dyskontowej wynosi mierzona wartością FRR 35,4% a wartość FNPV - 7.305,9 tys. zł.





Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

Wyszczególnienie	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<b>Działalność Operacyjna</b>													
1 Przychody ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów	32 832 181,09	33 336 323,30	33 836 368,15	34 355 984,75	34 871 324,52	35 406 891,57	35 937 994,95	36 490 003,21	37 037 353,26	37 606 308,61	38 170 403,24	38 756 827,20	39 338 179,61
2 Pozostałe przychody operacyjne	734 102,45	734 102,45	734 102,45	692 192,04	643 833,88	643 833,88	643 833,88	643 833,88	643 833,88	643 833,88	643 833,88	643 833,88	643 833,88
3 Zyski nadzwyczajne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4 Koszty działalności operacyjnej (bez amortyzacji)	-23 623 460,37	-24 046 254,00	-24 476 852,15	-24 915 403,48	-25 362 059,58	-25 816 975,01	-26 280 307,39	-26 752 217,40	-27 232 868,93	-27 722 429,07	-28 221 068,22	-28 728 960,13	-29 246 281,97
5 Pozostałe koszty operacyjne	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00	-255 000,00
6 Straty nadzwyczajne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7 Wzrost(-) lub spadek (+) stanu należności	-58 538,12	-59 416,20	-60 307,44	-61 212,05	-62 130,23	-63 062,18	-64 008,12	-64 968,24	-65 942,76	-66 931,90	-67 935,88	-68 954,92	-69 989,24
8 Wzrost (+) lub spadek (-) stanu rezerw	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9 Wzrost (+) lub spadek (-) stanu RMB	-734 102,45	-734 102,45	-734 102,45	-692 192,04	-643 833,88	-643 833,88	-643 833,88	-643 833,88	-643 833,88	-643 833,88	-643 833,88	-643 833,88	-643 833,88
10 Wzrost (-) lub spadek (+) stanu zapasów	-94 147,92	-95 560,14	-96 993,54	-98 448,44	-99 925,17	-101 424,05	-102 945,41	-104 489,59	-106 056,93	-107 647,79	-109 262,51	-110 901,44	-112 564,96
11 Wzrost (+) lub spadek (-) stanu zobowiązań krótkotermin.	48 681,56	49 411,78	50 152,96	50 905,25	51 668,83	52 443,86	53 230,52	54 028,98	54 839,41	55 662,00	56 496,93	57 344,39	58 204,55
12 Wzrost (-) lub spadek (+) stanu RMC	-1 388,47	-1 402,36	-1 416,38	-1 430,55	-1 444,85	-1 459,30	-1 473,89	-1 488,63	-1 503,52	-1 518,55	-1 533,74	-1 549,08	-1 564,57
13 Wynik na sprzedaży niefinansowych aktywów trwałych (+,-)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14 Podatek dochodowy (-)	-1 351 657,61	-1 372 722,24	-1 377 750,50	-1 399 713,22	-1 434 955,86	-1 445 309,81	-1 446 786,30	-1 471 029,97	-1 483 702,69	-1 498 787,78	-1 499 824,32	-1 526 145,41	-1 538 311,22
15 Inne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>A. Przepływy z działalności operacyjnej (I-II)</b>	<b>7 496 670,14</b>	<b>7 555 380,15</b>	<b>7 618 201,09</b>	<b>7 675 682,26</b>	<b>7 707 477,65</b>	<b>7 776 105,07</b>	<b>7 840 704,35</b>	<b>7 894 838,35</b>	<b>7 947 117,83</b>	<b>8 009 655,52</b>	<b>8 072 275,51</b>	<b>8 122 660,61</b>	<b>8 172 672,19</b>
<b>Działalność Finansowa</b>													
16 Przychody finansowe	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00	104 000,00
17 Koszty finansowe	-77 153,57	-47 635,71	-18 117,86	-1 679,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18 Wynik na sprzedaży i aktualizacji wartości inwestycji (+,-)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19 Dywidendy i udziały w zyskach	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20 Zaciągnięcie / spłata długoterminowych zobowiązań	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21 Zaciągnięcie / spłata kredytów i pożyczek	-1 035 714,29	-1 035 714,29	-1 035 714,29	-117 857,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
a, zaciągnięcie kredytów i pożyczek	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
b, spłata kredytów i pożyczek	917 857,14	917 857,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23 Emisja / spadek kapitałów własnych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24 Wyплаты dywidend na rzecz właścicieli													
25 Inne wypłaty z zysku netto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26 Inne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>B. Przepływy z działalności finansowej</b>	<b>-1 008 867,86</b>	<b>-979 350,00</b>	<b>-949 832,14</b>	<b>-15 536,61</b>	<b>104 000,00</b>	<b>104 000,00</b>	<b>104 000,00</b>	<b>104 000,00</b>	<b>104 000,00</b>	<b>104 000,00</b>	<b>104 000,00</b>	<b>104 000,00</b>	<b>104 000,00</b>
<b>Działalność Inwestycyjna</b>													
27 Wzrost (-) lub spadek (+) krótkoterminowych inwestycji	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28 Wynik na sprzedaży niefinansowych aktywów trwałych (+,-)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29 Wynik na sprzedaży i aktualizacji wartości inwestycji (+,-)													
30 Inne zmiany aktywów trwałych	-1 000 000,00	-1 800 000,00	-1 000 000,00	-1 000 000,00	-2 307 860,00	-1 300 000,00	-1 500 000,00	-1 000 000,00	-1 000 000,00	-1 300 000,00	-1 000 000,00	-1 500 000,00	-1 000 000,00
31 Dywidendy i udziały w zyskach													
32 Inne													
<b>C. Przepływy z działalności inwestycyjnej</b>	<b>-1 000 000,00</b>	<b>-1 800 000,00</b>	<b>-1 000 000,00</b>	<b>-1 000 000,00</b>	<b>-2 307 860,00</b>	<b>-1 300 000,00</b>	<b>-1 500 000,00</b>	<b>-1 000 000,00</b>	<b>-1 000 000,00</b>	<b>-1 300 000,00</b>	<b>-1 000 000,00</b>	<b>-1 500 000,00</b>	<b>-1 000 000,00</b>
D. Przepływy pieniężne ogółem (A+B+C)	5 487 802,29	4 776 030,15	5 668 368,95	6 660 145,65	5 503 617,65	6 580 105,07	6 444 704,35	6 998 838,35	7 051 117,83	6 813 655,52	7 176 275,51	6 726 660,61	7 276 672,19
E. Środki pieniężne na początek okresu	66 541 980,79	72 029 783,08	76 805 813,23	82 474 182,18	89 134 327,83	94 637 945,48	101 218 050,55	107 662 754,90	114 661 593,25	121 712 711,08	128 526 366,60	135 702 642,11	142 429 302,72
<b>F. Środki pieniężne na koniec okresu</b>	<b>72 029 783,08</b>	<b>76 805 813,23</b>	<b>82 474 182,18</b>	<b>89 134 327,83</b>	<b>94 637 945,48</b>	<b>101 218 050,55</b>	<b>107 662 754,90</b>	<b>114 661 593,25</b>	<b>121 712 711,08</b>	<b>128 526 366,60</b>	<b>135 702 642,11</b>	<b>142 429 302,72</b>	<b>149 705 974,91</b>

Prognozy przepływów finansowych całego przedsiębiorstwa wskazują, że trwałość finansowa dla Wnioskodawcy z projektem jest zapewniona, co wynika z faktu uzyskiwania dodatnich sald środków pieniężnych dla wszystkich lat projekcji finansowej.

### 10.13. Syntetyczna ocena wyników analizy finansowej

Analiza finansowa zarówno dla wariantu z dotacją jak i bez pozwala uzyskać relatywnie wysoką stopę zwrotu. W dużej mierze opiera się ona na wysokim poziomie opłaty z tyt. emisji CO<sub>2</sub> oraz zakładanej cenie sprzedaży energii elektrycznej.

Analiza finansowa wskazuje, że projekt od momentu rozpoczęcia fazy eksploatacyjnej będzie generował nadwyżkę finansową z działalności operacyjnej (oszczędności kosztów w wyniku obniżenia kosztów eksploatacji oraz obniżenie kosztów opłat z tyt. emisji CO<sub>2</sub> oraz sprzedaży energii elektrycznej). Analiza trwałości finansowej na poziomie przedsiębiorstwa pozwala na zapewnienie odpowiednich zasobów finansowych gwarantujących trwałość finansową projektu.

Trwałość dla Wnioskodawcy z projektem jest zapewniona, gdyż przepływy liczone dla całego przedsiębiorstwa z uwzględnieniem projektu we wszystkich badanych latach wykazują dodatnie saldo. Analiza finansowa wykazuje pełną wykonalność przedsięwzięcia pod względem finansowym, a także prawidłowe funkcjonowanie przedsięwzięcia oraz Wnioskodawcy w analizowanym okresie, to jest do 2044 roku.

## 11. ANALIZA SPOŁECZNO- EKONOMICZNA

### 11.1. Metodyka analizy kosztów i korzyści (analizy ekonomicznej)

Ponieważ przedsięwzięcie nie zalicza się do tzw. dużych projektów, analiza kosztów i korzyści będzie oparta na oszacowaniu ilościowych i jakościowych skutków realizacji projektu, czyli na opisie istotnych środowiskowych, gospodarczych i społecznych efektów projektu oraz – jeśli to możliwe – zaprezentowaniu ich w kategoriach ilościowych.

### 11.2. Analiza kosztów związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa)

Do bezpośrednich efektów społeczno-ekonomicznych przedsięwzięcia, które można skategoryzować jako tzw. koszt w znaczeniu jakościowym (społeczno-ekonomicznym, a nie finansowym) można zaliczyć:

- trudności z dostępnością terenu podczas prowadzenia prac budowlanych,
- możliwe utrudnienia komunikacyjne podczas prowadzenia prac budowlanych, gdy konieczne będzie przecięcie szlaków komunikacyjnych.

Koszty i utrudnienia z nich wynikające mają charakter okresowy i ulegną zakończeniu wraz z zakończeniem fazy inwestycyjnej przedsięwzięcia. Koszty te bezpośrednio wynikają z realizacji przedsięwzięcia.

### 11.3. Analiza korzyści związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa), w tym skutki przedsięwzięcia dla zatrudnienia

Przedsięwzięcie wygeneruje kilka istotnych pozytywnych efektów społeczno-ekonomicznych, kategoryzowanych jako korzyść w znaczeniu jakościowym.

Do bezpośrednich pozytywnych efektów społeczno-ekonomicznych przedsięwzięcia można zaliczyć:

- Zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> – 3122,8 tony w wariantcie kompleksowej realizacji ciepłowni geotermalnej /lub o 6080,9 tony CO<sub>2</sub> w wariantcie samodzielnej realizacji projektu/
- Zmniejszenie wykorzystania miazłu węglowego – 2.447,3 tony w wariantcie samodzielnej realizacji projektu/
- zmniejszenie zależności od paliw kopalnych, wpływ na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski,
- korzystny wpływ na adaptację do zmian klimatu, co wpisuje się w założenia Projektu KLIMADA,

- samowystarczalność w zakresie produkcji energii elektrycznej

Wszystkie wymienione tu efekty wynikają bezpośrednio z przedsięwzięcia.

#### 11.4. Analiza ekonomiczna (o ile dotyczy)

Przeprowadzanie analizy ekonomicznej dla niniejszego przedsięwzięcia nie jest konieczne, gdyż zgodnie z odpowiednimi wytycznymi analizę ekonomiczną przeprowadza się dla tzw. „dużych przedsięwzięć”, do których przedmiotowe przedsięwzięcie nie zalicza się.

## 12. ANALIZA RYZYKA I WRAŻLIWOŚCI

### 12.1. Identyfikacja istotnych dla realizacji projektu zmiennych i prezentacja wpływu ich zmian na podstawowe wskaźniki efektywności finansowej i ekonomicznej przedsięwzięcia

Analiza ryzyka ma na celu identyfikację kluczowych czynników, jakościowych i ilościowych, mających wpływ na zakres, harmonogram oraz efektywność finansowo-ekonomiczną przedsięwzięcia.

Opracowanie analizy pozwala na zbadanie wrażliwości przedsięwzięcia na zmianę kluczowych czynników wewnętrznych i zewnętrznych oraz wszelkich istotnych zagrożeń mogących się pojawić w trakcie realizacji przedsięwzięcia.

#### BADANE ZMIENNE I ICH WPŁYW NA ODCHYLENIE WSKAŹNIKÓW FINANSOWYCH I EKONOMICZNYCH

Analiza wrażliwości obejmuje badanie wpływu na wskaźniki efektywności finansowej przedsięwzięcia (wskaźniki NPV i IRR) poszczególnych czynników ilościowych.

Analizie wrażliwości poddane zostały kluczowe czynniki ilościowe, które w sposób istotny wpływają na wskaźniki efektywności finansowej przedsięwzięcia.

Analiza wrażliwości wskaźników efektywności finansowej przedsięwzięcia dla projektu zostanie przeprowadzona przy uwzględnieniu następujących założeń:

- Zmianie poddawana jest jedna ze zmiennych przy założeniu niezmienności pozostałych założeń i zmiennych,
- Analizą objęto lata 2019-2044,
- Parametrem oceny wrażliwości projektu na zmianę czynników ilościowych jest wartość NPV projektu.

Budowa modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu.

Na podstawie przeprowadzonej analizy wybranych parametrów ekonomicznych modelu zidentyfikowano jako najbardziej istotne czynniki ilościowe przedstawione poniżej.

Analizie wrażliwości poddano wpływ na wyniki efektywności finansowej przedsięwzięcia następujących czynników ilościowych:

- Zmiana poziomu nakładów inwestycyjnych
- Zmiana poziomu kosztów operacyjnych
- Zmiana poziomu przychodów ze sprzedaży

W modelu pominięto szacowanie wartości kapitału obrotowego ze względu na nieznaczny wpływ na wyznaczoną wartość NPV.

Szczegółowe wartości FNPV zawarto w poniższej tabeli.

**Tabela. Parametry wybranych wariantów analizy wrażliwości – wariant z dotacją.**

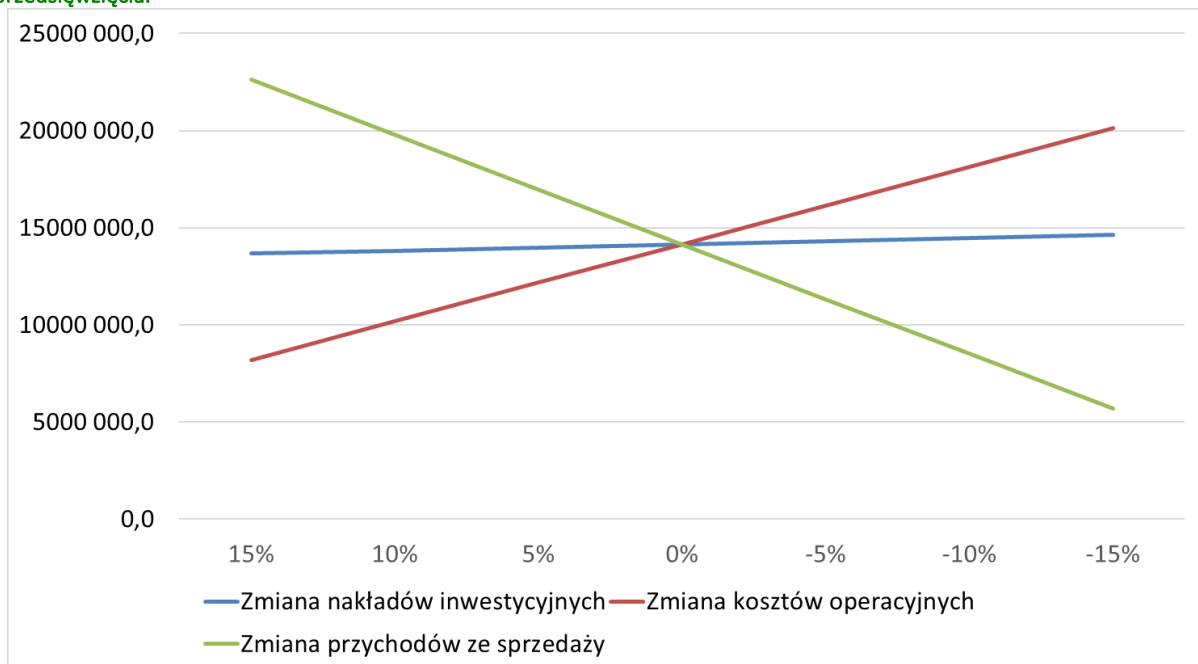
	15%	10%	5%	0%	-5%	-10%	-15%
Zmiana nakładów inwestycyjnych	13 661 950,6	13 825 433,2	13 988 915,85	14 152 398,5	14 315 881,1	14 479 363,7	14 642 846,4
Zmiana kosztów operacyjnych	8 183 143,5	10 172 895,2	12 162 646,83	14 152 398,5	16 142 150,1	18 131 901,8	20 121 653,4
Zmiana przychodów ze sprzedaży	22 623 923,6	19 800 081,9	16 976 240,20	14 152 398,5	11 328 556,8	8 504 715,1	5 680 873,3

Dwie z trzech zmiennych mają charakter zmiennych krytycznych tj. zmiana wartości o 1% przyczynia się do zmiany wartości NPV o więcej niż 1%.

Najmniejszy wpływ ma zmiana wielkości nakładów inwestycyjnych.

Prezentację graficzną analizy wrażliwości przedstawiono w poniższym wykresie.

**Tabela. Graficzna prezentacja zmian wartości FNPV w zależności od wielkości zmiany wybranych parametrów ekonomicznych przedsięwzięcia.**



## 12.2. Wskazanie zmiennych krytycznych projektu wraz z prezentacją przyjętych kryteriów do ich wskazania

Zgodnie z wytycznymi w zakresie zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód i projektów hybrydowych na lata 2014-2020, dwie badane zmienne należy uznać za krytyczne, gdyż ich zmiana o 1% wywołała zmianę FNPV/C większą, niż 1%. Dotyczy zmiany przychodów w projekcie oraz kosztów operacyjnych.

## 12.3. Identyfikacja kluczowych dla realizacji projektu czynników ryzyka, w tym: formalno-instytucjonalnych, ekologiczno- technicznych, społecznych oraz finansowych

Jako kluczowe dla realizacji przedsięwzięcia czynniki ryzyka, można zidentyfikować:

- trudności w wyłonieniu dostawcy urządzenia oraz towarzyszących im prac instalacyjnych,
- wzrost kosztów inwestycji,
- opóźnienia/przestoje w realizacji inwestycji,
- utrata kluczowego personelu podczas realizacji projektu,
- opóźnienia w doprowadzeniu urządzeń i instalacji do pełnego i niezawodnego funkcjonowania,
- niższe zapotrzebowanie na energię cieplną,
- niższe tempo wzrostu cen uprawnień CO2

## 12.4. Jakościowa analiza ryzyka

### 12.4.1 Lista ryzyk, na które narażony jest projekt

Jako kluczowe dla realizacji przedsięwzięcia czynniki ryzyka, można zidentyfikować:

- trudności w wyłonieniu dostawcy urządzenia oraz towarzyszących im prac instalacyjnych,
- wzrost kosztów inwestycji,
- opóźnienia/przestoje w realizacji inwestycji,
- utrata kluczowego personelu podczas realizacji projektu,
- opóźnienia w doprowadzeniu urządzeń i instalacji do pełnego i niezawodnego funkcjonowania,
- niższe zapotrzebowanie na energię cieplną,
- niższe tempo wzrostu cen uprawnień CO2

### 12.4.2 Matryca ryzyka, zawierająca ustalenie poziomu ryzyka stanowiącego wypadkową prawdopodobieństwa danego ryzyka i stopnia jego wpływu na projekt

Tabela. Matryca ryzyka projektu.

L. P.	CZYNNIK RYZYKA	MOŻLIWE PRZYCZYNY NIEPOWODZENIA	PRAWDOPODOBIENSTWO WYSTĄPIENIA	WPŁYW NA PROJEKT	USTALENIE POZIOMU RYZYKA	DZIAŁANIA ZAPOBIEGAWCZE I MINIMALIZUJĄCE
1	trudności w wyłonieniu dostawcy oraz towarzyszących im prac instalacyjnych	Czynnik ten mógłby wystąpić, gdyby na rynku brakowało specjalistycznych podmiotów dostarczających moduły kogeneracyjne oraz towarzyszących im prac instalatorskich.	marginalne	średni	niski	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno praktycznie całkowicie wyeliminować możliwość wystąpienia tego czynnika ryzyka. Na rynku jest wystarczająco dużo podmiotów, prezentujących odpowiedni poziom przygotowania fachowego i doświadczenia zawodowego.
2	wzrost kosztów inwestycji	Ceny urządzeń i materiałów w ostatnich latach są relatywnie stabilne. Zauważalny jest natomiast stały wzrost kosztów robocizny, tendencja ta będzie mieć charakter długoterminowy. Istnieje obecnie ryzyko wzrostu kosztów energii	średnie	średni	średni	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno również zagwarantować praktycznie stałą wartość wykonywanych prac, co oznacza przesunięcie ciężaru ryzyka tego czynnika na wykonawcę. Wykonawca składając ofertę powinien przewidzieć ewentualne wzrosty cen i odpowiednio do tego dobrać wartość ostateczną oferty.
3	opóźnienia/przestoje w realizacji inwestycji	Czynnik ten może wystąpić w przypadku, gdyby wykonawca nie był odpowiednio przygotowany do realizacji inwestycji.	niskie	niewielki	niski	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno praktycznie całkowicie wyeliminować możliwość wystąpienia tego czynnika ryzyka w części dotyczącej wykonawcy.
4	utrata kluczowego personelu podczas realizacji projektu	Czynnik ten mógłby wystąpić w przypadku wymiany personelu Wnioskodawcy.	niskie	niewielki	niski	Na rynku pracy w Polsce jest szereg odpowiednio przygotowanych merytorycznie osób, które bez kłopotów objęłyby odpowiednie stanowiska przy nadzorowaniu realizacji projektu. Rekrutacja osób o odpowiednich kwalifikacjach nie powinna stanowić dużej trudności.
5	opóźnienia w doprowadzeniu urządzeń i instalacji do pełnego i niezawodnego funkcjonowania	Czynnik ten mógłby wystąpić, gdyby któreś z urządzeń wchodzących w skład inwestycji nie zostało należycie zainstalowane lub uruchomione.	marginalne	niewielki	niski	Wybranie odpowiednio fachowego wykonawcy prac, posiadającego odpowiednie doświadczenie w prowadzeniu podobnych prac, powinno praktycznie wyeliminować ten czynnik ryzyka. Obecnie stosowane technologie niosą niskie ryzyko techniczne wynikające w wieloletniej obecności na rynku i ciągłego doskonalenia.



L. P.	CZYNNIK RYZYKA	MOŻLIWE PRZYCZYNY NIEPOWODZENIA	PRAWDOPODOBIENSTWO WYSTĄPIENIA	WPŁYW NA PROJEKT	USTALENIE POZIOMU RYZYKA	DZIAŁANIA ZAPOBIEGAWCZE I MINIMALIZUJĄCE
6	niższe zapotrzebowanie na energię ciepłą	W przypadku braku odpowiednich środków do dalszych inwestycji w rozwój sieci ciepłowniczych należy się liczyć z sytuacją spadku konsumpcji ciepła na co wpływ mają zmiany klimatyczne.	niskie	średni	niski	Inwestor systematycznie rozwija sieć ciepłowniczą na terenie miasta co skutkuje stałym wzrostem liczby odbiorców
7	niższe tempo wzrostu cen uprawnień CO2	Zmniejszenie nacisku w zakresie spełnienia warunków dotyczących ograniczenia emisji CO2	niskie	niski	niski	Inwestor nie ma wpływu na notowania cen uprawnień do emisji CO2.

### 12.4.3 Identyfikacja działań zapobiegawczych i minimalizujących

L. P.	CZYNNIK RYZYKA	DZIAŁANIA ZAPOBIEGAWCZE I MINIMALIZUJĄCE
1	trudności w wyłonieniu dostawcy oraz towarzyszących im prac instalacyjnych	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno praktycznie całkowicie wyeliminować możliwość wystąpienia tego czynnika ryzyka. W Polsce jest wystarczająco dużo podmiotów, prezentujących odpowiedni poziom przygotowania fachowego i doświadczenia zawodowego.
2	wzrost kosztów inwestycji	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno również zagwarantować praktycznie stałą wartość wykonywanych prac, co oznacza przesunięcie ciężaru ryzyka tego czynnika na wykonawcę. Wykonawca składając ofertę powinien przewidzieć ewentualne wzrosty cen i odpowiednio do tego dobrać wartość ostateczną oferty.
3	opóźnienia/przestoje w realizacji inwestycji	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno praktycznie całkowicie wyeliminować możliwość wystąpienia tego czynnika ryzyka w części dotyczącej wykonawcy.
4	utrata kluczowego personelu podczas realizacji projektu	Na rynku pracy w Polsce jest szereg odpowiednio przygotowanych merytorycznie osób, które bez kłopotów objęłyby odpowiednie stanowiska przy nadzorowaniu realizacji projektu. Rekrutacja osób o odpowiednich kwalifikacjach nie powinna stanowić dużej trudności.
5	opóźnienia w doprowadzeniu urządzeń i instalacji do pełnego i niezawodnego funkcjonowania	Wybranie odpowiednio fachowego wykonawcy prac, posiadającego odpowiednie doświadczenie w prowadzeniu podobnych prac, powinno praktycznie wyeliminować ten czynnik ryzyka. Obecnie stosowane technologie niosą niskie ryzyko techniczne wynikające w wieloletniej obecności na rynku i ciągłego doskonalenia.
6	niższe zapotrzebowanie na energię ciepłą	Inwestor systematycznie rozwija sieć ciepłowniczą na terenie miasta co skutkuje stałym wzrostem liczby odbiorców
7	niższe tempo wzrostu cen uprawnień CO2	Inwestor nie ma wpływu na notowania cen uprawnień do emisji CO2. Niższa cena emisji CO2 zmniejsza relatywną efektywność projektu – sposobem na podniesienie efektywności w tym wypadku jest szukanie innych oszczędności w zakresie eksploatacji przedsięwzięcia.

### 12.4.4 Interpretacja matrycy ryzyk, w tym ocena ryzyk rezydualnych, czyli ryzyk nadal pozostałych po zastosowaniu działań zapobiegawczych i minimalizujących

Po analizie stwierdzono, że poziom ryzyka dla czynnika nr 2 jest średni, a dla pozostałych czynników jest niski. Biorąc pod uwagę działania zapobiegawcze i minimalizujące, przewidziane dla każdego ryzyka, żadnego z ryzyk nie można zakwalifikować jako ryzyka rezydualnego. Analiza ryzyka wskazuje, że poziom ryzyka, jakim jest obciążone przedsięwzięcie, jest niski.

## 13. STRESZCZENIE

Przedmiotem niniejszego opracowania jest analiza Budowy modułu kogeneracyjnego o mocy 0,9 MWe i 1,1 MWt wspomagającego pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu przez PEC Sp. z o.o. z siedzibą w Sieradzu. Celem inwestycji jest zmniejszenie emisyjności systemu ciepłowniczego Sieradza poprzez zmniejszenie wykorzystania obecnie stosowanych kotłów węglowych oraz wykorzystanie wysokosprawnej kogeneracji do zmniejszenia kosztów zakupu energii elektrycznej. Studium to ma służyć jako załącznik do wniosku o dofinansowanie, składanego w ramach naboru w trybie konkursowym Działanie 1.6 Promowanie wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe Poddziałanie 1.6.1 Źródła wysokosprawnej kogeneracji Konkurs nr POIS.01.06.01-IW.03-00-004/18.

PEC Sp. z o. o. w Sieradzu jest spółką prawa handlowego, której 100% udziałów należy do Gminy Miasta Sieradz. Przedmiotem działalności spółki jest działalność koncesjonowana i niekoncesjonowana. Zakład posiada koncesję na wytwarzanie ciepła a także koncesję na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

PEC sp. z o.o. w Sieradzu uzyskuje stabilne wyniki finansowe. W 2017 r. spółka osiągnęła 23,9 mln obrotów przy sumie bilansowej na poziomie 31,2 mln zł. Zatrudnienie w spółce wyniosło na koniec 2017 r. 96 pracowników. Niniejsze przedsięwzięcie będzie realizowane samodzielnie przez Wnioskodawcę, bez dodatkowych partnerów.

Zaplanowany model instytucjonalny przedsięwzięcia zakłada, że jedynym podmiotem odpowiedzialnym za realizację przedsięwzięcia, wchodzącym w prawa i obowiązki ewentualnego beneficjenta dotacji, zleceniodawcy kontraktów, upoważnionym do ponoszenia wydatków kwalifikowanych, będzie Wnioskodawca. Nie planuje się uczestnictwa innych podmiotów, upoważnionych do ponoszenia wydatków kwalifikowanych.

Zakres projektu to: Budowy modułu kogeneracyjnego wytwarzającego w energię elektryczną oraz ciepło. Moduł kogeneracyjny będzie wspomagał pracę planowanej do realizacji ciepłowni geotermalno-biomasowej.

Przedsięwzięcie będzie zlokalizowane w miejscowości Sieradz (gmina: Sieradz, powiat: sieradzki, województwo: łódzkie).

Spółka posiada 2 kotłownie zlokalizowane przy ul. Zachodniej oraz przy ul. Spółdzielczej. Inwestycja zostanie zlokalizowana w kotłowni mieszczącej się przy ulicy Zachodniej – Księga Wieczysta SR1S / 00014258 / 8

Taka lokalizacja inwestycji wynika z faktu umiejscowienia w przedmiotowym miejscu ciepłowni geotermalnej co jest z kolei uwarunkowane bezpośrednim sąsiedztwem otworu badawczo - eksploatacyjnego Sieradz GT-1 realizowanego przez Miasto Sieradz na działce nr 462/2 obręb 24.

Inwestor posiada dostęp do całego terenu na którym ma zostać wykonana inwestycja.

CEL OGÓLNY PRZEDSIĘWZIĘCIA polega na poprawie jakości powietrza poprzez ograniczenie emisji zanieczyszczeń szczególnie szkodliwych dla jakości życia ludzi. Kolejnym celem na poziomie ogólnym jest wykorzystywanie ciepła systemowego z efektywnych systemów ciepłowniczych oraz dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji.

CELAMI SZCZEGÓŁOWYMI (BEZPOŚREDNIMI) PRZEDSIĘWZIĘCIA SĄ:

- zmniejszenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej,
- uniknięcie i/lub zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>.
- Poprawa efektywności wykorzystania infrastruktury sieci ciepłowniczej
- Pozyskanie nowych odbiorców
- Likwidacja źródeł niskiej emisji opalanych paliwem stałym
- Produkcja energii elektrycznej na potrzeby własne oraz sprzedaż na rynek w wyniku zastosowania wysokosprawnej kogeneracji

Bieżąca działalność operacyjna firmy jest bezpośrednio związana z branżą ciepłowniczą, inwestor posiada praktyczne doświadczenie w realizacji projektów w zakresie ciepłownictwa. Struktura organizacyjna Wnioskodawcy jest przygotowana na organizację realizacji i następnie eksploatację przedsięwzięcia. Bezpośrednio zakres merytoryczny projektu będzie nadzorował prezes zarządu spółki.

**Tabela. Harmonogram realizacji projektu:**

	DATA ROZPOCZĘCIA	DATA UKOŃCZENIA
1. Studia wykonalności:	01.12.2018	28.12.2018
2. Analiza kosztów i korzyści:	nie dotyczy	nie dotyczy
3. Ocena oddziaływania na środowisko:	nie dotyczy	nie dotyczy
4. Studia projektowe:	01.05.2019	30.06.2019
5. Opracowanie dokumentacji przetargowej:	01.07.2019	31.07.2019
6. Postępowanie lub postępowania o udzielenie zamówienia:	01.08.2019	30.11.2019
7. Nabycie gruntów:	nie dotyczy	nie dotyczy
8. Zezwolenie na inwestycję:	01.08.2019	30.11.1019
9. Etap budowy/umowa/ dostawy urządzeń:	01.12.2019	31.03.2021
10. Etap operacyjny:	01.04.2021	nie dotyczy

Wartość brutto nakładów inwestycyjnych wynosi 4.021.672,64 zł

łącznie nakłady inwestycyjne netto to 3.269.652,55 zł.

łącznie koszty kwalifikowane to 3.269.652,55 zł.

Zakładany poziom dofinansowania 1.289.550,96 zł tj. 39,44% kosztów kwalifikowanych

W wariantcie bez uwzględnienia dotacji efektywność projektu przy 4% stopie dyskontowej wynosi: mierzona wartością FRR 19,8% a wartość FNPV 6.050,5 tys. zł.

W wariantcie z uwzględnieniem dotacji efektywność projektu przy 4% stopie dyskontowej wynosi mierzona wartością FRR 35,4% a wartość FNPV -7.305,9 tys. zł.

Analiza trwałości finansowej na poziomie przedsiębiorstwa pozwala na zapewnienie odpowiednich zasobów finansowych gwarantujących trwałość finansową projektu. Trwałość dla Wnioskodawcy z projektem jest zapewniona, gdyż przepływy liczone dla całego przedsiębiorstwa z uwzględnieniem projektu we wszystkich badanych latach wykazują dodatnie saldo. Analiza finansowa wykazuje pełną wykonalność przedsięwzięcia pod względem finansowym, a także prawidłowe funkcjonowanie przedsięwzięcia oraz Wnioskodawcy w analizowanym okresie, to jest do 2044 roku.

Przeprowadzona analiza wrażliwości projektu wskazuje, że dwie badane zmienne należy uznać za krytyczne, gdyż ich zmiana o 1% wywołała zmianę FNPV/C większą, niż 1%. Dotyczy zmiany przychodów w projekcie oraz kosztów operacyjnych

Po przeprowadzonej analizie ryzyka stwierdzono, że poziom ryzyka dla jednego z badanych 7 czynników ryzyka jest średni, a dla pozostałych czynników jest niski. Biorąc pod uwagę działania zapobiegawcze i minimalizujące, przewidziane dla każdego ryzyka, żadnego z ryzyk nie można zakwalifikować jako ryzyka rezydualnego. Analiza ryzyka wskazuje, że poziom ryzyka, jakim jest obciążone przedsięwzięcie, jest niski.