

# STUDIUM WYKONALNOŚCI

**Tytuł projektu:** *Modernizacja systemu ciepłowniczego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Ciechanowie sp. z o.o. poprzez budowę instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii.*

**Wnioskodawca:** *Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Spółka z o. o.  
06-400 Ciechanów, ul. Tysiąclecia 18*



***Europejski Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach  
Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Mazowieckiego  
na lata 2014-2020***

***Oś Priorytetowa IV - Przejście na gospodarkę niskoemisyjną***

***Działanie 4.2 Efektywność energetyczna***

***Typ projektów - Budowa lub przebudowa jednostek wytwarzania energii  
elektrycznej i ciepła w kogeneracji***

## 1. Spis treści

1.	Spis treści.....	2
2.	Wstępna analiza projektu.....	7
2.1	Opis ogólny przedsiębiorstwa.....	7
2.2	Wstępna analiza planowanego przedsięwzięcia.....	8
3.	Wnioski.....	12
3.1	Wnioski ogólne.....	12
3.2	Źródła finansowania (wykonalność finansowa).....	13
3.3	Efektywność projektu.....	13
4.	Definicja celów projektu.....	15
4.1	Cele projektu.....	15
4.2	Ilościowe parametry realizacji projektu, w tym wskaźniki produktu i rezultatu.....	16
4.3	Uzasadnienie realizacji projektu.....	17
5.	Identyfikacja projektu.....	21
5.1	Charakterystyka istniejącego źródła wytwarzania ciepła.....	21
5.2	Analiza potrzeb inwestycyjnych.....	26
5.3	Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do oceny technicznej systemu..	26
5.4	Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do planowanego popytu na produkty/usługi .....	26
5.5	Opis potrzeb inwestycyjnych związanych z uporządkowaniem, racjonalizacją i minimalizacją negatywnego wpływu na środowisko funkcjonowania istniejących obiektów; identyfikacja niezbędnych działań dla zniwelowania zidentyfikowanych baraków i wypełnienia potrzeb systemu – określenie zakresu niezbędnych inwestycji.....	26
5.6	Opis ogólny projektu.....	27
5.7	Opis strony technicznej projektu.....	29
7.	Analiza wykonalności, analiza popytu oraz analiza opcji.....	36
7.1	Analiza popytu.....	36
7.2	Analiza opcji - zakres i metodyka analizy.....	39
7.3	Analiza wykonalności (identyfikacja możliwych rozwiązań lokalizacyjnych i technologicznych, w tym wariantów poddanych analizie podczas oceny oddziaływania na środowisko).....	40
7.4	Analiza strategiczna – zidentyfikowanie najbardziej korzystnych rozwiązań (analiza jakościowa).....	41
7.5	Analiza rozwiązań technologicznych (analiza opcji ilościowa).....	42
7.6	Oszacowanie kosztów i przychodów dla wybranych rozwiązań.....	48
7.7	Finansowe i ekonomiczne porównanie rozważanych opcji.....	54
7.8	Porównanie rozważanych opcji pod względem środowiskowym (uwzględniając wpływ oraz odporność na zmianę klimatu i zagrożenia związane z klęskami żywiołowymi).....	54
7.9	Wybór najlepszego rozwiązania spośród rozważanych opcji wraz z uzasadnieniem dokonanego wyboru.....	56

8.	Analiza instytucjonalna w tym trwałość projektu.....	62
8.1	Struktura organizacyjna systemu z uwzględnieniem podziału kompetencji, współzależności, odpowiedzialności i struktura własności; opis techniczny systemu zarządzanego przez beneficjenta .....	63
8.2	Organizacja i zasoby personalne .....	64
8.3	Wykonalność instytucjonalna projektu. Status prawny beneficjenta.....	64
8.4	Plan wdrożenia i eksploatacji projektu .....	66
8.5	Potencjał techniczny, prawny, finansowy i administracyjny wnioskodawcy. ....	67
9.	Analiza oddziaływania na środowisko .....	69
9.1	Zgodność projektu z politykami ochrony środowiska .....	69
9.2	Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko.....	71
9.3	Strategiczne oceny oddziaływania na środowisko.....	73
9.4	Ilościowe parametry ingerencji w środowisko w formie liczbowej, a także podanie skutków uniknięcia emisji, również w formie liczbowej.....	73
10.	Analiza finansowa. ....	74
10.1	Założenia analizy finansowej.....	74
10.2	Plan inwestycyjny z rozbiem na nakłady kwalifikowalne i niekwalifikowalne .....	77
10.3	Plan finansowania przedsięwzięcia .....	77
10.4	Prognoza przychodów oraz kosztów w analizowanym okresie – dla wariantu inwestycyjnego i bezinwestycyjnego.....	78
10.5	Prognoza sprawozdań finansowych .....	86
10.6	Ocena finansowej rentowności inwestycji i kapitału krajowego – wskaźniki efektywności finansowej projektu (NPV, IRR).....	87
10.7	Ustalenie właściwego (maksymalnego) dofinansowania z funduszy UE.....	89
10.8	Weryfikacja trwałości finansowej projektu i Beneficjenta.....	93
10.9	Syntetyczna ocena wyników analizy finansowej.....	94
11.	Analiza kosztów i korzyści (analiza ekonomiczna).....	94
11.1	Metodyka kosztów i korzyści (analizy ekonomicznej) .....	94
11.1.	Analiza kosztów związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa).....	95
11.2.	Analiza korzyści związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa), w tym skutki przedsięwzięcia dla zatrudnienia.....	95
12.	Analiza wrażliwości i ryzyka (tylko dla dużych projektów).....	96
13.	Analizy specyficzne dla danego rodzaju projektu / sektora.....	96
13.1	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 ze Strategią ZIT oraz Planem Gospodarki Niskoemisyjnej, programem rewitalizacji (o ile dotyczy), itd.....	96
14.	Pomoc publiczna .....	98
15.	Załącznik do studium wykonalności – model finansowy.....	99

Tabela nr 1.	Harmonogram kontraktów .....	9
Tabela nr 2.	Kryteria projektu.....	10
Tabela nr 3.	Wskaźniki produktu.....	16
Tabela nr 4.	Wskaźniki rezultatu. ....	16
Tabela nr 5.	Zestawienie charakterystycznych etapów realizacji kotłów instalacji.....	21
Tabela nr 6.	Tabela 10. Charakterystyka i parametry zainstalowanych kotłów.....	21
Tabela nr 7.	Urządzenia do usuwania i odprowadzania spalin.....	21
Tabela nr 8.	Charakterystyka i parametry silnika gazowego.....	22
Tabela nr 9.	Grupy odbiorców ciepła - stan na rok 2017.....	23
Tabela nr 10.	Ceny jednostkowe energii cieplnej - z dn. 30.08.2017r. ....	23
Tabela nr 11.	Tabela stawek opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej lub zewnętrznej instalacji odbiorczej -2017r.....	23
Tabela nr 12.	Zestawienie mocy zamówionej - rok 2017.....	24
Tabela nr 13.	Zestawienie sprzedaży mocy cieplnej w poszczególnych grupach taryfowych w roku 2017	24
Tabela nr 14.	Opał oraz wielkość emisji zanieczyszczeń 2017 rok.....	24
Tabela nr 15.	. Sprzedaż energii cieplnej w rozbiu na miesiące - 2017r.....	25
Tabela nr 16.	Zestawienie zużycia energii elektrycznej – 2017r. ....	25
Tabela nr 17.	Szacunkowe koszty inwestycyjne. ....	34
Tabela nr 18.	Harmonogram rzeczowo-finansowy realizacji projektu .....	35
Tabela nr 19.	Moc zamówiona oraz sprzedaż energii cieplnej w latach 2015-2017 .....	36
Tabela nr 20.	Zużycie ciepła sieciowego oraz emisja dwutlenku węgla [Mg CO <sub>2</sub> ] w 2020 roku na terenie miasta Ciechanów. ....	38
Tabela nr 21.	Zużycie energii elektrycznej oraz emisja dwutlenku węgla [Mg CO <sub>2</sub> ] w roku 2020 na terenie miasta Ciechanów – prognoza. ....	39
Tabela nr 22.	Charakterystyka źródła ciepła po modernizacji – wariant I - Budowa kotła parowego (25bar) o mocy 6,0 MW opalanego biomasą "pracującego " w podstawie" (300-350 dni w roku) wraz z turbiną 0,5 MWel pracującą w sezonie grzewczym.....	42
Tabela nr 23.	Produkcja energii po modernizacji–wariant W I Budowa kotła parowego (25bar) o mocy 6,0 MW opalanego biomasą "pracującego " w podstawie" (300-350 dni w roku) wraz z turbiną 0,5 MWel pracującą w sezonie grzewczym.....	43
Tabela nr 24.	Charakterystyka źródła ciepła po modernizacji – wariant II - Budowa kotła parowego (25bar) o mocy 6,0 MW opalanego miałem węglowym "pracującego " w podstawie" (300-350 dni w roku) wraz z turbiną 0,5 MWel pracującą w sezonie grzewczym. ....	44
Tabela nr 25.	Produkcja energii po modernizacji–wariant W I Budowa kotła parowego (25bar) o mocy 6,0 MW opalanego miałem węglowym "pracującego " w podstawie" (300-350 dni w roku) wraz z turbiną 0,5 MWel pracującą w sezonie grzewczym.....	45
Tabela nr 26.	Energia elektryczna po modernizacji wariant I, II – produkcja, zużycie i sprzedaż.	45
Tabela nr 27.	Emisje zanieczyszczeń – stan istniejący. ....	46

Tabela nr 28.	EMISJE - Wariant I - Kocioł parowy 25bar 6,0MW wraz z turbiną 0,5MWe opalany biomasą.....	46
Tabela nr 29.	Redukcja zanieczyszczeń – WI.....	46
Tabela nr 30.	EMISJE - Wariant II - Kocioł parowy 25bar 6,0MW wraz z turbiną 0,5MWe opalany miałem węgla kamiennego.....	47
Tabela nr 31.	Redukcja zanieczyszczeń – WII.....	47
Tabela nr 32.	Nakłady inwestycyjne – wariant I.....	48
Tabela nr 33.	Nakłady inwestycyjne – wariant II.....	49
Tabela nr 34.	Sprzedaż energii i przychody – wariant I -zestawienie lata 2018-2034.....	50
Tabela nr 35.	Sprzedaż energii i przychody – wariant II -zestawienie lata 2018-2034.....	50
Tabela nr 36.	Koszty eksploatacyjne - produkcja energii cieplnej – wariant I.....	51
Tabela nr 37.	Koszty eksploatacyjne - produkcja energii cieplnej – wariant II.....	52
Tabela nr 38.	Prognoza uprawnień emisji CO <sub>2</sub> - zestawienie lata 2017-2034 - wariant I.....	53
Tabela nr 39.	Prognoza uprawnień emisji CO <sub>2</sub> - zestawienie lata 2017-2034 - wariant II.....	53
Tabela nr 40.	Zużycie opału – porównanie wariantów.....	54
Tabela nr 41.	Nakłady i koszty – porównanie wariantów.....	54
Tabela nr 42.	Emisja bazowa CO <sub>2</sub> - stan istniejący 2017r.....	54
Tabela nr 43.	Emisja docelowa CO <sub>2</sub> oraz redukcja- wariant I.....	54
Tabela nr 44.	Emisja docelowa CO <sub>2</sub> oraz redukcja- wariant II.....	55
Tabela nr 45.	Emisja bazowa PM <sub>10</sub> - stan istniejący 2017r.....	55
Tabela nr 46.	Emisja docelowa PM <sub>10</sub> oraz redukcja - wariant I.....	55
Tabela nr 47.	Emisja docelowa PM <sub>10</sub> oraz redukcja - wariant II.....	55
Tabela nr 48.	Porównanie wskaźników rezultatu.....	56
Tabela nr 49.	Charakterystyka źródła ciepła – porównanie wariantów.....	57
Tabela nr 50.	Porównanie alternatywnych wariantów.....	57
Tabela nr 51.	Porównanie alternatywnych wariantów.....	57
Tabela nr 52.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> i kosztu produkcji - WARIANT I	60
Tabela nr 53.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> i kosztu produkcji - WARIANT II.	61
Tabela nr 54.	Porównanie wariantów pod względem przyjętych celów.....	62
Tabela nr 55.	Struktura organizacyjna Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Spółka z o.o.	63
Tabela nr 56.	Zasoby personalne – zatrudnienie w 2017r. ....	64
Tabela nr 57.	Zespół realizujący projekt. ....	65
Tabela nr 58.	Harmonogram kontraktów .....	66
Tabela nr 59.	Nakłady inwestycyjne .....	66
Tabela nr 60.	Założenia makroekonomiczne.....	76
Tabela nr 61.	Wydatki związane z projektem, PLN.....	77
Tabela nr 62.	Plan finansowania inwestycji, PLN .....	77
Tabela nr 63.	Parametry pożyczki, PLN.....	78

Tabela nr 64.	Przychody dane historyczne, PLN.....	79
Tabela nr 65.	Przychody Wariant bezinwestycyjny, PLN.....	79
Tabela nr 66.	Przychody Wariant inwestycyjny, PLN .....	80
Tabela nr 67.	Kalkulacja przychodów związanych z realizacją Projektu, PLN .....	80
Tabela nr 68.	Przychody - Projekt, PLN .....	81
Tabela nr 69.	Koszty – dane historyczne, PLN .....	82
Tabela nr 70.	Koszty – Wariant bezinwestycyjny, PLN .....	82
Tabela nr 71.	Koszty operacyjne – Wariant inwestycyjny, PLN .....	83
Tabela nr 72.	Koszty operacyjne wynikające z Projektu, PLN .....	83
Tabela nr 73.	Kalkulacja kosztów opału – Projekt, PLN.....	84
Tabela nr 74.	Kalkulacja kosztów operacyjnych – Projekt, PLN.....	84
Tabela nr 75.	Plan amortyzacji - Projekt, PLN.....	85
Tabela nr 76.	Wyniki oceny efektywności finansowej, PLN.....	88
Tabela nr 77.	Wskaźnik luki finansowej.....	90

## 2. Wstępna analiza projektu.

### 2.1 Opis ogólny przedsiębiorstwa.

Niniejsze studium wykonalności opracowane jest na potrzeby projektu pn.:

***Modernizacja systemu ciepłowniczego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Ciechanowie sp. z o.o. poprzez budowę instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii.***

Beneficjentem projektu i instytucją odpowiedzialną za realizację przedsięwzięcia będzie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o. Jest to spółka prawa handlowego posiadająca osobowość prawną i działa na podstawie:

- ✓ przepisów Kodeksu spółek handlowych,
- ✓ Ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji,
- ✓ Ustawy o gospodarce komunalnej,
- ✓ Aktu przekształcenia przedsiębiorstwa w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością,
- ✓ innych obowiązujących przepisów prawa.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością powstało w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa komunalnego pod nazwą Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie w jednoosobową spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością Gminy Miejskiej Ciechanów na podstawie Uchwały nr 3/92 Zarządu Miasta Ciechanów z dnia 27 listopada 1992 r. W dniu 23 grudnia 1992 r. sporządzono akt przekształcenia przedsiębiorstwa w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością, którą zarejestrowano w dniu 27 stycznia 1993 r. w Rejestrze Handlowym dział B pod nr 439.

Obecnie zarejestrowana jest w Rejestrze Przedsiębiorstw prowadzonym przez Sąd Rejonowy dla Miasta St. Warszawy w Warszawie, XIV Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod nr 0000134317.

Celem działalności Spółki jest świadczenie usług z zakresu gospodarki ciepłowniczej na rzecz jednostek organizacyjnych gospodarki komunalnej i mieszkaniowej oraz na rzecz innych jednostek gospodarki i osób fizycznych na terenie miasta Ciechanów. Czas działania Spółki nie jest ograniczony. Podstawowa działalność Spółki jest koncesjonowana.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o. o. jest podmiotem branży przemysłu energetycznego, który w ramach posiadanych koncesji, wydanych przez Urząd Regulacji Energetyki prowadzi działalność w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji ciepła, a od 20.12.2010 r. także w zakresie obrotu ciepłem.

Kluczowym obiektem PEC Ciechanów, ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, co jest rozumiane jako zapewnienie ciągłości i niezawodności dostaw energii ciepłej dla miasta Ciechanów jest Centralna Ciepłownia.

Eksploracja instalacji energetycznego spalania paliw - Centralna Ciepłownia wykorzystująca, jako nośnik energii pierwotnej miał węglą kamiennego powoduje wprowadzanie do powietrza zanieczyszczeń gazowych oraz pyłu, których roczna emisja kształtuje się zdecydowanie poniżej wartości dopuszczalnych określonych w obowiązującej decyzji.



Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o. o. jako dostawca ciepła systemowego przyczynia się do ograniczenia tzw. niskiej emisji, a tym samym do ograniczenia stężenia pyłu PM10 i PM2,5 na terenie miasta Ciechanowa.

Działalność spółki prowadzona jest na podstawie koncesji:

- ✓ na wytwarzanie ciepła – Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki: Nr WCC/34/247/U/1/98/MS z dnia 4 września 1998r. Zmiany: Decyzja Nr WCC/34-ZTO/247/W/OWA/2007/BH z dnia 10 września 2007 r.
- ✓ na przesyłanie i dystrybucję energii ciepłej - Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki  
Nr PCC/34/247/U/1/98/MS z dnia 4 września 1998 roku. Zmiany: Decyzja Nr PCC/34/S/247/U/3/99 z dnia 19 stycznia 2000 roku, Decyzja Nr PCC/34-ZTO/247/W/OWA/2007/BH z dnia 10 września 2007 roku
- ✓ na obrót ciepłem - Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki: Nr OCC/348/247/W/OWA/2010/JW z dnia 20 grudnia 2010 roku Wszystkie koncesje obowiązują do 31 grudnia 2025 r.

Kolejnym obszarem działalności PEC Sp. z o.o. jest wytwarzanie energii ciepłej i elektrycznej w kogeneracji gazowej. W roku 2017 zostały ukończone prace montażowe agregatu kogeneracyjnego w zabudowie kontenerowej. Instalacja została zainstalowana na terenie Centralnej Ciepłowni przy ul. Tysiąclecia 18 następnie włączona w sieć ciepłowniczą oraz wewnętrzną sieć energetyczną ciepłowni.

Spółka otrzymała koncesję:

- ✓ na wytwarzanie energii elektrycznej w jednostce kogeneracyjnej o mocy zainstalowanej 0,530MW(1x0,53MW), przy użyciu silnika spalinowego (SSP), wykorzystującego w procesie spalania gaz ziemny wysokometanowy:  
- Nr WEE/16719/247/W/OŁO/2018/MGG z dnia 16.02.2018r. na okres od 16.02.2018r. do 31.12.2030r.

W związku z planowaną produkcją energii ciepłej z kogeneracji gazowej, koncesja na wytwarzanie ciepła jest w trakcie aktualizacji.

Aktualnie instalacja jest w trakcie odbioru końcowego i przewidywane osiągnięcie pełnej gotowości produkcyjnej to druga połowa roku 2018. Kogeneracja gazowa będzie stanowiła nowe źródło ciepła dla mieszkańców miasta podłączonych do PEC Ciechanów i jest pierwszym krokiem na drodze dywersyfikacji paliwowej.

## **2.2 Wstępna analiza planowanego przedsięwzięcia.**

Przedsięwzięcie obejmuje modernizację systemu ciepłowniczego PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie poprzez budowę instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE (biomasa). Układ wysokosprawnej kogeneracji będzie pracował w oparciu o kocioł parowy (25bar) opalany biomasą o mocy 6,0MW wraz z turbiną 0,5 MWel pracującą w czasie sezonu grzewczego, sprzęgniętą trójfazowym generatorem synchronicznym.



Realizacja projektu pozwoli na zwiększenie wytwarzania energii z OZE oraz przyczyni się do zapewnienia niższego poziomu emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych emitowanych do powietrza, polepszenia efektywności i elastyczności energetycznej istniejącej ciepłowni.

Technologia wykonania projektu gwarantuje bezpieczeństwo i wieloletnią trwałość infrastruktury. Zastosowane rozwiązania będą zapobiegały i minimalizowały negatywne oddziaływanie na środowisko.

Projektowana instalacja kogeneracyjna będzie instalacją wysokosprawną osiągającą **20,2%** uzysku efektywności energetycznej (PES) w porównaniu do rozdzielonej produkcji energii cieplnej i elektrycznej, zgodnie z metodologią określoną w załączniku II do dyrektywy 2012/27/UE przy zastosowaniu najlepszych dostępnych technologii.

Projekt będzie realizowany zgodnie z krajowym prawem zamówień publicznych – zamówienie sektorowe. W trybie przetargu nieograniczonego zostanie wybrany Inżynier Kontraktu oraz Generalny Wykonawca zadań przewidzianych w projekcie.

**Tabela nr 1. Harmonogram kontraktów**

Nr kontraktu	Wyszczególnienie	Procedura	Ogłoszenie przetargowe	Podpisanie kontraktu
1	Dokumentacja techniczna	Przetarg nieograniczony	2019 r.	2019 r.
2	Ciepłownia – technologie i instalacje	Przetarg nieograniczony	2019 r.	2019r.
3	Inżynier kontraktu (Inwestor Zastępczy)	Przetarg nieograniczony	2019 r.	2019 r.

Produkty powstałe w wyniku projektu są zgodne z koncepcją uniwersalnego projektowania. Na etapie projektowania uwzględniono wszystkie elementy projektu mające wpływ na jego użyteczność dla wszystkich grup odbiorców, bez względu na ich stopień niepełnosprawności.

#### ***Kryteria szczegółowe merytoryczne projektu.***

Poniżej przedstawiono zestawienie danych oraz wielkości odnoszących się do kryteriów szczegółowych merytorycznych punktowych oceny projektu zawartych w załączniku do Regulaminu konkursu dla RPO WM 2014-2020 *Działanie 4.2 Efektywność energetyczna, typ projektów – Budowa lub przebudowa jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji.*

**Tabela nr 2. Kryteria projektu.**

Lp.	Kryterium merytoryczne szczegółowe	Wartość nakładów ze środków UE [PLN]	[MWh/rok; Mg/rok]	Koszt uzyskania [zł/MWh]; [zł/Mg]
<b>1. Efektywność kosztowa - nakład środków finansowych UE na 1MWh planowanej rocznej produkcji energii</b>				
1.1	Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji [MWhe/rok]	6 022 000,00	2 518,6	2 391,05
1.2	Dodatkowa zdolność wytwarzania energii cieplnej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji [MWht/rok]	6 022 000,00	48 700,3	123,65
<b>2. Efektywność kosztowa - nakład środków finansowych UE na jednostkową redukcję rocznej emisji CO<sub>2</sub>.</b>				
2.1	Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych CO <sub>2</sub> /rok	6 022 000,00	22 225,0	270,96

### 3. Stopień redukcji CO<sub>2</sub>.

Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych CO<sub>2</sub>/rok wyniesie - **22 225,0 MgCO<sub>2</sub>/rok**,

### 4. Stopień redukcji emisji PM<sub>10</sub>.

Szacowana roczna redukcja emisji pyłu PM<sub>10</sub> wyniesie - **21,9 MgPM<sub>10</sub>/rok**,

### 5. Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych:

Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych – **0,5 MWe<sub>el</sub>**,

Dodatkowa zdolność wytwarzania energii cieplnej ze źródeł odnawialnych – **5,5 MW<sub>th</sub>**,

### 6. Zgodność projektu z Planem Gospodarki Niskoemisyjnej.

Projekt jest zgodny z Planem Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Ciechanów przyjętym do realizacji Uchwałą Nr 195/XVII/2016 Rady Miasta Ciechanów z dnia 25.02.2016r.

Celem Planu Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Ciechanów, jest przedstawienie zakresu działań możliwych do realizacji w związku z ograniczeniem zużycia energii finalnej we wszystkich sektorach na terenie miasta, a co za tym idzie z redukcją emisji gazów cieplarnianych, w tym CO<sub>2</sub>. Osiągnięcie tego celu bezpośrednio wpłynie na poprawę jakości życia mieszkańców miasta.

Cele szczegółowe:

- promowanie gospodarki niskoemisyjnej,
- efektywne gospodarowanie energią,
- zwiększenie udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych,
- redukcja gazowych i pyłowych zanieczyszczeń do powietrza, w tym CO<sub>2</sub>,
- podniesienie świadomości ekologicznej mieszkańców oraz ich wpływ na lokalną gospodarkę ekoenergetyczną i jakość powietrza.

Projekt będący przedmiotem niniejszego studium zakłada wykorzystanie energii odnawialnej do skojarzonej produkcji energii cieplnej i elektrycznej co powoduje

- zwiększenie udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych,
- redukcja gazowych i pyłowych zanieczyszczeń do powietrza, w tym CO<sub>2</sub>,

W związku z powyższym projekt wpisuje się w kierunki działań niskoemisyjnych i został zidentyfikowany w Planie Gospodarki Niskoemisyjnej dla miasta Ciechanów.

Plan Gospodarki Niskoemisyjnej posiada pozytywną opinię NFOŚiGW.

## **7. Koordynacja wspieranych instalacji kogeneracyjnych z projektami termomodernizacyjnymi.**

Projekt nie dotyczy modernizacji energetycznej budynków.

## **8. Przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu.**

Budowa instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE, zapewni zastosowanie nowoczesnych technologii w produkcji energii cieplnej i elektrycznej. Projekt przyczyni się do rozwoju infrastruktury energetycznej, unowocześnienia źródła energii cieplnej, podniesie sprawność wytwarzania energii w kogeneracji, zmniejszy zużycie paliw kopalnych do produkcji energii cieplnej, przyniesie poprawę warunków eksploatacji źródła ciepła, a dzięki zastosowaniu technologii przyjaznej środowisku, przyczyni się do poprawy komfortu życia mieszkańców miasta i regionu.

Realizacja projektu wpłynie na zwiększenie niezależności energetycznej Wnioskodawcy.

## **9. Zgodność projektu ze Strategią Obszaru Metropolitalnego Warszawy**

Gmina i miasto Ciechanów nie należy do Obszaru Metropolitalnego Warszawy.

## **10. Wsparcie udzielone przez przedsiębiorstwa usług energetycznych (ESCO)**

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o. o. nie planuje realizacji projektu: Modernizacja systemu ciepłowniczego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Ciechanowie sp. z o.o. poprzez budowę instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii w formule ESCO.

## **11. Efektywność kosztowa**

Wartość dofinansowania UE w przeliczeniu na 1 MW mocy:

Wartość dofinansowania UE projektu (euro)		<b>6 022 000,00 PLN</b>	
<hr/>		=	<hr/>
Moc zainstalowana energii elektrycznej i cieplnej [MW]		<b>6,00 MW</b>	<b>= 1 003 666,67 PLN</b>

co stanowi **250 920,88 euro** (w przeliczeniu po kursie średnim z dnia 16.03.2018r. - 4,2162)  
**<= 952 842 euro**

Przeliczeń należy dokonać kursem euro podanym w Regulaminie konkursu.

## **12. Horyzont 2020.**

Wnioskodawca nie ubiegał się o środki w ramach programu HORYZONT 2020.

### 3. Wnioski.

#### 3.1 Wnioski ogólne.

Przedsięwzięcie obejmuje modernizację systemu ciepłowniczego PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie poprzez budowę instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE (biomasa). Układ wysokosprawnej kogeneracji będzie pracował w oparciu o kocioł parowy (25bar) opalany biomasą o mocy 6,0MW wraz z turbiną 0,5 MWel sprzęgniętą trójfazowym generatorem synchronicznym.

Po modernizacji w Ciepłowni zostanie wprowadzone nowe paliwo – biomasa. Produkcja energii cieplnej będzie oparta o spalanie miału węglowego oraz biomasy. Dywersyfikacja dostawy paliw postawi Inwestora w bardzo korzystnej sytuacji – nie będzie on zależny od jednego rodzaju paliwa.

Realizacja projektu pozwoli na zwiększenie wytwarzania energii z odnawialnych źródeł oraz przyczyni się do zapewnienia niższego poziomu emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych emitowanych do powietrza, polepszenia efektywności energetycznej istniejącej ciepłowni.

Technologia wykonania projektu gwarantuje bezpieczeństwo i wieloletnią trwałość infrastruktury. Zastosowane rozwiązania będą zapobiegały i minimalizowały negatywne oddziaływanie na środowisko.

Zakres projektu:

- Budowa nowego budynku elektrociepłowni z lokalizacją kotła parowego (25bar, 6,0MW) opalanego biomasą oraz turbinę parową 0,5MWel wraz z instalacjami wewnętrznymi,
- Dostawa i montaż kotła parowego (25bar) o mocy znamionowej 6,0MW opalanego biomasą z przegrzewaczem pary do 320°C opalanego biomasą wraz z układem transportu biomasy do kotła: podłoga ruchoma, rozdrabniacz paliwa, sita, podajniki,
- montaż turbiny parowej – szt.1 o mocy elektrycznej ok. 1x500kW<sub>el</sub> zasilanej z kotła parowego i sprzęgniętej z trójfazowym generatorem asynchronicznym pracującej w czasie sezonu grzewczego,
- Dostawa i montaż instalacji technologiczno – hydraulicznej kotła parowego na biomasę: system pomp oraz wymienników (wymienник podturbiniowy, wymiennik para – woda), stacja redukcyjno – schładzająca, odgazowywacz. Zabudowa urządzeń cieplnych pomocniczych kotłowni parowej (układ odmulania i odsalania z rozprężaczem i odzyskiem ciepła, pompy zasilające i pompy skroplin), modernizacja i rozbudowa stacji uzdatniania wody, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje. Połączenie z istniejącą pompownią.
- Montaż ekonomizera (odzysk ciepła ze spalin),
- dostawa i montaż układu odpopielania: podajnik oraz kanały do usuwania popiołów, kontener oraz osadnik mułu.
- montaż instalacji odpylania: filtr workowy lub elektrofiltr, wentylator oraz komin,
- układ automatyki i zasilania urządzeń kotła parowego na biomasę: rozdzielnice zasilające – sterownicze, czujniki, sondy, okablowanie niezbędne prace budowlano-konstrukcyjne.

Wykonanie instalacji elektrycznych, AKPiA wraz z dostosowaniem i rozbudową istniejącej stacji transformatorowej oraz wyprowadzeniem mocy elektrycznej.

- budowę magazynu biomasy - roboty konstrukcyjne i ogólnobudowlane, budowa przykotłowego magazynu biomasy z podłogą ruchomą oraz zakup maszyn do przygotowania i podawania paliwa.
- zagospodarowanie terenu kotłowni i magazynu opału: roboty budowlane dróg dojazdowych. p. poż, oświetlenie zewnętrzne,
- dokumentację techniczną – projekty budowlane i wykonawcze, powykonawcze i instrukcje obsługi
- próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów
- nadzór nad realizacją projektu - Inżynier kontraktu (Inwestor Zastępczy)

### 3.2 Źródła finansowania (wykonalność finansowa).

Projekt będzie realizowany w latach 2019 – 2020, w trybie zaprojektuj i wybuduj. W chwili obecnej Wnioskodawca posiada studium wykonalności projektu.

Całkowita wartość projektu wynosi **15 354 tys. zł netto**,  
koszty kwalifikowane - **15 350 tys. zł**.

#### Źródła finansowania:

1. RPO WM 2014-1020 – dotacja **6 022 000,00 zł** – co stanowi 39,23 % kosztów kwalifikowanych projektu,
2. NFOŚiGW/WFOŚiGW – pożyczka **7 796 600,00 zł**,
3. Środki własne Beneficjenta – **1 531 800,00 zł**

**Razem – 15 354 000,00 zł netto**

Podatek VAT w wysokości 3 531 420,00 zł nie jest kosztem kwalifikowanym projektu.

W związku ze sprzedażą nadwyżki wyprodukowanej energii elektrycznej projekt jest projektem generującym dochód.

### 3.3 Efektywność projektu.

Wskaźniki efektywności finansowej.

Główne elementy i parametry	Finansowy zwrot z inwestycji		Finansowy zwrot z kapitału krajowego	
Finansowa stopa zwrotu (%)	-2,28%	FRR/C	8,12%	FRR/K
Zaktualizowana wartość netto (PLN)	-7 109 188	FNPV/C	1 433 411	FNPV/K

Wskaźniki efektywności finansowej projektu określające finansowy zwrot z inwestycji (FNPV/C i FRR/C) są ujemne i tym samym można stwierdzić, że z punktu widzenia finansowego, przy założeniu komercyjnych kryteriów oceny efektywności projekt nie ma szans na realizację bez wsparcia ze środków UE.

W wyniku realizacji inwestycji nastąpi m.in. redukcja gazów cieplarnianych, poprawa stanu środowiska, zwiększy się efektywność energetyczna systemu, zwiększy się stopień uniezależnienia od dostaw energii z importu, tym samym zwiększeniu ulegnie bezpieczeństwo energetyczne kraju.

## 4. Definicja celów projektu.

### 4.1 Cele projektu.

Celem głównym projektu jest zwiększenie efektywności przetwarzania energii pierwotnej poprzez wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej w wysokosprawnej kogeneracji, co prowadzi do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery.

W projekcie założono zastosowanie OZE (biomasy) jako paliwa. Produkowana energia elektryczna będzie wykorzystywana na potrzeby własne, a jej nadmiar zostanie sprzedany do Zakładu Energetycznego.

Cele szczegółowe:

- zmniejszenie zużycia energii pierwotnej
- redukcję emisji zanieczyszczeń do atmosfery, w tym zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych i pyłów,
- zwiększenie sprawności systemu poprzez zastosowanie wysokosprawnej technologii produkcji energii ciepłej i elektrycznej w skojarzeniu,
- zwiększenie niezależności energetycznej Wnioskodawcy
- zwiększenie przychodów Spółki dzięki sprzedaży nadmiaru wyprodukowanej energii elektrycznej do Zakładu Energetycznego.

Projekt będzie realizowany w ramach osi priorytetowej IV - Przejście na gospodarkę niskoemisyjną.

Cele szczegółowe priorytetów inwestycyjnych w ramach tej osi to:

- ✓ zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w ogólnej produkcji energii
- ✓ zwiększona efektywność energetyczna w sektorze publicznym i mieszkaniowym
- ✓ lepsza jakość powietrza

Projekt będzie realizowany w ramach działania 4.2 Efektywność energetyczna, którego celem jest zwiększenie efektywności energetycznej w sektorze mieszkaniowym i budynkach użyteczności publicznej.

Projekt, który jest przedmiotem niniejszego studium przyczyni się do osiągnięcia wyznaczonych celów zgodnie z założeniami Strategii Europa 2020.

W wyniku realizacji projektu nastąpi zwiększenie efektywności przetwarzania energii pierwotnej poprzez wytwarzanie energii elektrycznej i energii ciepłej w wysokosprawnej kogeneracji, co prowadzi do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery.

W RPO WM wskazuje się, iż rozwój gospodarczy nie może dokonywać się kosztem środowiska naturalnego, dlatego istotnym celem rozwoju Mazowsza jest wsparcie wzrostu efektywności energetycznej, większe wykorzystanie źródeł odnawialnych, co przyczyni się do zmniejszania emisji CO<sub>2</sub> i realizacji zobowiązań wynikających z pakietu klimatyczno-energetycznego.

Zakładany w ramach realizacji projektu wzrost udziału produkcji ciepła i energii w skojarzeniu przyniesie znaczne oszczędności ekonomiczne. Zmniejszenie zużycia paliwa w instalacjach z zastosowaniem kogeneracji przyczyni się także do redukcji gazów cieplarnianych oraz redukcji



pyłu PM10. Realizowana inwestycja prowadzi do uzyskania oszczędności zużycia energii, wpłynie na optymalizację kosztów jej zużycia, prowadząc tym samym do zmniejszenia zjawiska ubóstwa energetycznego.

Analizowany projekt wpisuje się wprost w cel ogólny i cele strategiczne RPO WM oraz IV Oś priorytetową, działanie 4.2 i jego cele, ze względu na to, że w wyniku projektu nastąpi:

- zmniejszenie zużycia energii pierwotnej **54 173,6 GJ/rok,**
- redukcję emisji zanieczyszczeń do atmosfery, w tym zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych **22 225 MgCO<sub>2</sub>/rok**

Wszystkie powyższe wartości efektów projektu, są wyliczone w audycie energetycznym oraz w niniejszym studium i mają odzwierciedlenie we wskaźnikach projektu.

#### **4.2 Ilościowe parametry realizacji projektu, w tym wskaźniki produktu i rezultatu**

Następstwa wdrażania projektu obejmują ochronę środowiska, tworzenie nowoczesnej infrastruktury produkcji energii cieplnej i elektrycznej, poprawę jakości życia oraz warunków wzrostu gospodarczego.

W wyniku realizacji projektu osiągnięte zostaną następujące wskaźniki rezultatu i produktu, które są mierzalne, łatwe do uzyskania i ściśle odzwierciedlają założone cele projektu. Zostały one dobrane adekwatnie do charakteru projektu i odpowiadają wskaźnikom określonym dla RPO WM 2014-2020 *Działanie 4.2 Efektywność energetyczna, typ projektów – Budowa lub przebudowa jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji.*

**Tabela nr 3. Wskaźniki produktu.**

Lp.	Wskaźniki produktu	Jednostka miary	Wartość
1	Liczba wybudowanych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w ramach wysokosprawnej kogeneracji .	szt.	1
2	Moc zainstalowana energii elektrycznej i cieplnej	MW	6
3	Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji w rozbiu na:	MW	6
	Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji	MWhe/rok	2 518,6
	Dodatkowa zdolność wytwarzania energii cieplnej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji	MWht/rok	48 700,3

**Tabela nr 4. Wskaźniki rezultatu.**

Lp	Wskaźniki rezultatu bezpośredniego	Jednostka miary	
1	Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych CO <sub>2</sub> /rok	Mg/rok	22 225,0

Po zrealizowaniu przedsięwzięcia wskaźniki produktu i rezultatu będą monitorowane i mierzone zgodnie z zasadami wynikającymi z umowy o dofinansowanie projektu.

### **4.3 Uzasadnienie realizacji projektu.**

#### ***Uzasadnienie techniczne.***

Jednym z głównych problemów dotyczących systemy ciepłownicze w miastach powiatowych woj. mazowieckiego jest znaczna emisja zanieczyszczeń gazowych i pyłowych do powietrza atmosferycznego ze spalania węgla kamiennego. Największe zagrożenie niesie ze sobą emisja pyłu i substancji smołowych, czyli sadzy. Proces rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w atmosferze jest skomplikowany, zależny od stanu równowagi atmosfery, szorstkości terenu i nie zawsze w sposób jednoznaczny można określić strefy jej skażenia. Zanieczyszczenia bowiem, w określonych warunkach meteorologicznych, związanych głównie z różą wiatrów i stanami inwersyjnymi atmosfery, mogą być transportowane na dalekie odległości wpływając bezpośrednio na stan jakości powietrza na tych terenach.

Zintegrowane podejście do kwestii ochrony środowiska kładące nacisk na zapobieganie powstawaniu zanieczyszczeń, a jeżeli jest to niemożliwe, ich ograniczaniu przez podejmowanie przedsięwzięć technicznych, wprowadzanie rozwiązań systemowych i organizacyjnych w sferze prowadzenia działalności produkcyjnej, to istota [Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE](#) z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola). Wdrożenie zapisów dyrektywy do ustawodawstwa krajowego poprzez zmianę ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2013r. poz. 1232 z późniejszymi zmianami), skutkuje zaostrzeniem standardów emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłu od 2016 r. dla instalacji energetycznego spalania, w tym również instalacji ciepłowniczych. Przy obecnym stanie technologicznym źródła ciepła, nie jest możliwe dotrzymanie standardów emisyjnych określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. 2014 poz. 1546).

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o. spełnia warunki określone w art. 146 b.ust.1 cytowanej ustawy i w efekcie korzysta z uczestnictwa w derogacji dla ciepłownictwa, co skutkuje czasowym odstępstwem od obowiązku przestrzegania nowych, bardzo niskich norm emisji do końca 2022 r. Jednak koniecznym jest przyjęcie i wdrożenie nowych rozwiązań w instalacji Ciepłowni Centralnej w PEC Ciechanów, które pozwolą funkcjonować jej w nowej rzeczywistości po roku 2022.

Ograniczana coroczna wielkość przydziału uprawnień darmowych emisji dwutlenku węgla dla instalacji energetycznego spalania w Ciepłowni Centralnej w PEC Ciechanów na lata 2013-2020 (III-ci okres rozliczeniowy) powoduje konieczność kupowania coraz większej ilości uprawnień. Z tego również względu powinny być podjęte działania przebudowy technologii wytwarzania ciepła na takie, w których nastąpi ograniczenie ilości ton dwutlenku węgla prowadzanych do powietrza z emitora ciepłowni.

Przedsiębiorstwo staje przed dylematem jakie działania podjąć w celu zmniejszenia emisji, a także w jaki sposób działania te przełożą się na koszty działalności PEC Ciechanów.

#### ***Uzasadnienie finansowe.***

PEC w Ciechanowie Sp. z o.o. realizuje szereg przedsięwzięć zmierzających do poprawy efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego Ciechanowa. Wydatki, które musiałoby ponieść Przedsiębiorstwo na realizację inwestycji w obszarze gospodarki energetycznej

prowadzących do dywersyfikacji źródeł i nośników energii, bez wsparcia zewnętrznego przekracza możliwości finansowe Spółki. Wnioskodawca mógłby prowadzić modernizację posiadanej infrastruktury energetycznej z własnych środków w znacznie okrojonym zakresie, co nie umożliwiłoby realizacji wszystkich celów postawionych przed Spółką w zakresie gospodarki niskoemisyjnej regionu, w której funkcjonuje.

### ***Uzasadnienie społeczno-gospodarcze.***

Na podstawie analizy społeczno-gospodarczej niniejszego projektu określono główne problemy, których rozwiązanie jest konieczne do dalszego rozwoju Wnioskodawcy i regionu. Główne grupy problemów rozwojowych w kontekście gospodarki energetycznej to:

- rosnący wpływ człowieka na środowisko naturalne,
- ograniczone środki inwestycyjne (publiczne i prywatne),
- wyczerpywalność i rosnące ceny paliw kopalnych,
- niewystarczający ogólny poziom wykorzystania OZE,
- relatywnie niska jakość infrastruktury energetycznej w regionie.

Świadomość wyczerpywalności kopalnych źródeł energii, wciąż wzrastające ceny paliw takich jak gaz czy węgiel oraz bezpieczeństwo dostaw energii to powody, dla których coraz częściej jednostki decydują się na przyspieszenie cyklu modernizacji starych źródeł ciepła i większe wykorzystanie paliw odnawialnych oraz inwestycje zapewniające oszczędność energetyczną. Jednym z głównych problemów dotyczących systemy ciepłowniczej jest znaczna emisja zanieczyszczeń gazowych i pyłowych do powietrza atmosferycznego ze spalania węgla kamiennego. Największe zagrożenie niesie ze sobą emisja pyłu i substancji smołowych, czyli sadzy. Proces rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w atmosferze jest skomplikowany, zależny od stanu równowagi atmosfery, szorstkości terenu i nie zawsze w sposób jednoznaczny można określić strefy jej skażenia. Zanieczyszczenia bowiem, w określonych warunkach meteorologicznych, związanych głównie z różą wiatrów i stanami inwersyjnymi atmosfery, mogą być transportowane na dalekie odległości wpływając bezpośrednio na stan jakości powietrza na tych terenach. . Problem wysokiego poziomu emisji zanieczyszczeń do powietrza jest bezpośrednim skutkiem stanu technicznego eksploatowanych urządzeń, rodzaju jakości spalanego paliwa oraz sposobu oczyszczania spalin.

Województwo mazowieckie charakteryzuje się dużym potencjałem zasobów energii odnawialnej. Jednakże pomimo dogodnych warunków rozwoju OZE, Mazowsze nie jest wiodące pod względem liczby przedmiotowych inwestycji m.in. z uwagi na: wymagany duży nakład środków finansowych na rozwój zielonych inwestycji, niską świadomość ekologiczną społeczeństwa, brak odpowiedniej infrastruktury elektroenergetycznej, co zagraża bezpieczeństwu dostaw prądu do odbiorców końcowych.

Realizacja przedmiotowej inwestycji służy poprawie jakości powietrza, powoduje redukcję emisji zanieczyszczeń do atmosfery, wpływa na zwiększenie wykorzystania energii odnawialnej, ogranicza zużycie węgla, powoduje wzrost efektywności dzięki zastosowaniu wysokosprawnej technologii produkcji energii cieplnej i elektrycznej w skojarzeniu a przez to na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego regionu.

Powyższe efekty bezpośrednie projektu przełożą się na następujące korzyści społeczno - gospodarcze:

- poprawa zdrowia mieszkańców przełoży się na: zmniejszenie wydatków na leczenie mieszkańców; większą produktywność mieszkańców poprzez wzrost zdolności do wykonywania pracy;
- poprawa czystości powietrza przełoży się na: zwiększenie ruchu turystycznego, wzrost dochodów z turystyki. Nowoczesna, energooszczędna infrastruktura sprzyja zatrzymaniu niekorzystnych trendów migracyjnych.
- zwiększenie wartości gruntów położonych w okolicy;

Wymienione korzyści przyczynią się bez wątpienia do zdecydowanej poprawy wizerunku Miasta Ciechanów w Polsce i Europie oraz bezpośrednio wpłyną na wymierny efekt realizacji projektu jakim będzie wzrost wpływów do budżetu miasta z tytułu podatków.

### ***Komplementarność projektu***

Przedmiotowy projekt jest jednym z wielu zadań inwestycyjnych realizowanych przez PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie. Przedsiębiorstwo od kilku lat prowadzi działania mające na celu zmniejszenie emisji zanieczyszczeń z istniejącej ciepłowni centralnej.

W roku 2014r. zrealizowano modernizację jednego kotła wodnego typ WR 25 a następnie w roku 2016 kocioł nr.2 Wr-25 wraz z instalacją odpylania spalin. Modernizacja kotłów miała na celu podniesienie ich sprawności i niezawodności ruchowej. Celem projektu było dostosowanie instalacji spalania paliw w ciepłowni centralnej do obowiązujących po roku 2017 standardów emisyjnych wynikających z przepisów krajowych i Unii Europejskiej.

Dzięki projektowi czterokrotnie zmniejszyła się emisja zanieczyszczeń pyłowych i odpowiednio gazowych do atmosfery w tym, dwutlenku węgla. Osiągnięto także wyższą sprawność wykorzystania energii pierwotnej zawartej w węglu na jednostkę wytworzonego ciepła.

Oprócz usprawnień w ciepłowni przedsiębiorstwo prowadzi też działania mające na celu poprawę sprawności przesyłu i dystrybucji energii cieplnej na terenie miasta, a także redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz pozostałych zanieczyszczeń do atmosfery poprzez zmniejszenie strat ciepła na przesyłach oraz dystrybucji. W ramach tych działań zmodernizowano system ciepłowniczy w części o niskiej sprawności lub złym stanie technicznym. Wprowadzono inteligentny system nadzoru i sterowania siecią ciepłowniczą.

Kolejną inwestycją powodującą rozwój oraz usprawnienie systemu ciepłowniczego w Ciechanowie jest inwestycja pod nazwą „Rozwój systemu ciepłowniczego poprzez budowę źródła kogeneracyjnego na paliwo gazowe o mocy do 550 KWe.

Modernizacja polegała na montażu agregatu kogeneracyjnego opalanego gazem ziemnym o mocy 1,18MW (0,65MWt oraz 0,53MWe) w zabudowie kontenerowej. Agregat kogeneracyjny został zainstalowany na terenie Centralnej Ciepłowni przy ul. Tysiąclecia 18. Instalacja została włączona w sieć ciepłowniczą oraz wewnętrzną sieć energetyczną ciepłowni.

Projekt został zrealizowany ze środków własnych przedsiębiorstwa (2 075 tys. zł netto). Aktualnie instalacja jest w trakcie odbioru końcowego i przewidywane osiągnięcie pełnej

gotowości produkcyjnej to druga połowa roku 2018. Kogeneracja gazowa będzie stanowiła nowe źródło ciepła dla mieszkańców miasta podłączonych do PEC Ciechanów i jest pierwszym krokiem na drodze dywersyfikacji paliwowej.

Niniejsze studium wykonalności opracowane jest na potrzeby projektu pn.: ***Modernizacja systemu ciepłowniczego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Ciechanowie sp. z o.o. poprzez budowę instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii.***

Po modernizacji w Ciepłowni zostanie wprowadzone nowe paliwo – biomasa. Produkcja energii ciepłej będzie oparta o spalanie miału węglowego, gazu oraz biomasy. Dywersyfikacja dostawy paliw postawi Inwestora w bardzo korzystnej sytuacji – nie będzie on zależny od jednego rodzaju paliwa.

Realizacja projektu pozwoli na zwiększenie wytwarzania energii z odnawialnych źródeł oraz przyczyni się do zapewnienia niższego poziomu emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych emitowanych do powietrza, polepszenia efektywności energetycznej istniejącej kotłowni.

Technologia wykonania projektu gwarantuje bezpieczeństwo i wieloletnią trwałość infrastruktury. Zastosowane rozwiązania będą zapobiegały i minimalizowały negatywne oddziaływanie na środowisko.

W kolejnych latach planowana jest realizacja modernizacji trzeciego kotła wodnego WR-25 na kocioł WR-12 w technologii ścian szczelnych wraz z instalacją odpylania spalin na 50mg/m<sup>3</sup>. Przedsiębiorstwo planuje pozyskać środki w formie pożyczki z NFOŚiGW w ramach programu priorytetowego „Wsparcie przedsięwzięć w zakresie niskoemisyjnej i zasobooszczędnej gospodarki, Część 4) EWE Efektywność Energetyczna w Przedsiębiorstwach.

## 5. Identyfikacja projektu.

### 5.1 Charakterystyka istniejącego źródła wytwarzania ciepła.

PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie eksploatuje obecnie jedną Ciepłownię Centralną, która wyposażona jest w trzy kotły wodne węglowe typu WR - 25 oraz trzy kotły parowe typu OR - 10. Kotły wyposażone są w urządzenia odpylające. Spaliny z kotłów emitowane są do powietrza emitorem żelbetowym A1 o średnicy  $\Phi = 3,0$  m u wylotu i wysokości  $H = 120$  m. Kotły wodne o mocy zainstalowanej ~29MW każdy, eksploatowane są tylko w sezonie grzewczym zasilając gorącą wodą miejską sieć ciepłowniczą.

Kotły parowe o mocy zainstalowanej ~6,5 MW każdy i wydajności 10 ton pary na godzinę wytwarzają parę przez cały rok. Para przesyłana jest do odbiorcy zewnętrznego tj. spółce BPC Sp.z o.o. oraz wspomaga sieć ciepłowniczą wodną poprzez węzeł cieplny parowo - wodny. W okresie poza sezonem grzewczym para z kotłów parowych poprzez zespół wymienników para- woda o mocy 6 MW, wystarcza do zapewnienia w całości ciepła dla potrzeb ciepłej wody u odbiorców. PEC dodatkowo ma umowę na odbiór ciepła od dostawcy zewnętrznego do ok. 2,8MW.

**Tabela nr 5. Zestawienie charakterystycznych etapów realizacji kotłów instalacji.**

Lp	Wyszczególnienie	1	2	3	1	2	3
		Kotły wodne			Kotły parowe		
	Typ kotła	WR-25-M nr.1	WR-25-M nr.2	WR-25 nr.3	OR-10 nr.1	OR-10 nr.2	OR-10 nr.3
1	Data uzyskania pozwolenia na budowę			03.10.1978r.			
2	Data przystąpienia do użytkowania	06.06.1989r.	26.01.1990r.	24.10.1989r.	19.04.1989r.	17.06.1987r.	22.12.1987r.
3	Data modernizacji	2014	2016	-	2003	2005	2007

Podstawowymi kotłami do produkcji ciepła w sezonie grzewczym są zmodernizowane kotły wodne WR25-M nr 1 i WR25-M nr 2.

Kotły węglowe parowe, eksploatowane od blisko 30 lat, zmodernizowane w latach 2003-2007- modernizacja polegała na zwiększeniu powierzchni parownika kotła.

**Tabela nr 6. Tabela 10. Charakterystyka i parametry zainstalowanych kotłów.**

Lp	Charakterystyka i parametry zainstalowanych źródeł	1	2	3	1	2	3
1.	Nr kotła						
2.	Ilość szt.	KW 1	KW 2	KW 3	KP 1	KP 2	KP 3
3.	Rodzaj otrzymywanego czynnika	Gorąca woda			Para technologiczna		
4.	Wydajność maksymalna trwała [MW]	29	29	29,07	6,5	6,5	6,5
5.	Wydajność nominalna [MW]	23	23	23,26	5,27	5,27	5,27
6.	Maksymalne ciśnienie robocze [MPa]	1,6	1,6	2	1,6	1,6	1,6
7.	Temperatura wody na wylocie [°C]	150	150	155	210	210	210
8.	Pojemność wodna [m <sup>3</sup> ]	17	17	12	9,07	9,17	7,97
9.	Powierzchnia ogrzewalna [m <sup>2</sup> ]	1408	1408	1297,2	358	358	166
10.	Sprawność [%]	≥85,5	≥86	80	81	81	81
11.	Temperatura spalin za kotłem [K]	393-433	388-413	443	433	433	433

**Tabela nr 7. Urządzenia do usuwania i odprowadzania spalin**

Lp	Urządzenia do spalania i odprowadzania spalin	KW 1, 2, 3	KP 1, 2, 3
1	Wentylator spalin , typ, ilość szt.	WPWD-80-2 szt./każdy kocioł	WPW-63/1,8 - 1 szt./każdy kocioł
2	Wydajność wentylatora spalin [m <sup>3</sup> /s]	14,7	6,63
3	Wentylator powietrza pierwotnego, typ	WWOax-63-2 szt./każdy kocioł	WWOax-56-1 szt./każdy kocioł
4	Wydajność went. powietrza pierwotnego [m <sup>3</sup> /s]	6,7	3,8

Zmodernizowany kocioł KW1 wyposażony jest w nową instalację odpylania gwarantującą emisję pyłów poniżej 100mg/Nm<sup>3</sup> przy 6% zawartości tlenu w spalinach. Instalacja składa się z odpylaczy przelotowych i baterii bicyklonów z filtrem workowym produkcji ZUK „Stąporków” S.A. Spaliny z pozostałych kotłów są odpylane za pomocą odpylaczy cyklonowych typu C 41, przy czym:



Kotły parowe OR - 10 - po 3 cyklony C 41 D1120 każdy,

Kotły wodne WR – 25 nr 2 i 3 - po 12 cyklonów C 41 D 1120 każdy.

W roku 2017 został zamontowany agregat kogeneracyjny opalany gazem ziemnym o mocy 1,18MW (0,65MWt oraz 0,53MWe) w zabudowie kontenerowej. Agregat kogeneracyjny został zainstalowany na terenie Centralnej Ciepłowni przy ul. Tysiąclecia 18. Instalacja została włączona w sieć ciepłowniczą oraz wewnętrzną sieć energetyczną ciepłowni. Obecnie trwają prace mające na celu jej uruchomienie.

Produkcja energii cieplnej i elektrycznej z instalacji kogeneracji gazowej planowana jest na drugą połowę roku 2018.

**Tabela nr 8. Charakterystyka i parametry silnika gazowego.**

Lp	Zespół kogeneracyjny	
SILNIK:		
1	Typ silnika:	MAN E 3262 LE 202
2	Rozmieszczenie cylindrów:	12 w układzie V
3	Średnica cylindra:	132 mm
4	Skok cylindra:	157 mm
5	Objętość skokowa:	25,8 litr
7.	Stopień kompresji:	12:01
6	Prędkość obrotowa:	1500 obr/min
PRĄDNICA:		
7	Moc elektryczna nominalna:	800 kVA
8	Napięcie:	400 V
9	Częstotliwość:	50 Hz
OSIĄGI I SPRAWNOŚĆ:		
10	Energia w paliwie:	1302 kW
11	Moc mechaniczna:	550 kW <sub>m</sub>
12	Moc elektryczna:	530 kW <sub>e</sub>
13	Sprawność elektryczna:	40%
14	Moc ciepłownicza:	648 kW <sub>t</sub>
15	Sprawność ciepłownicza:	47,50%
PALIWO ZASILAJĄCE:		
16	Rodzaj paliwa:	Gaz ziemny gr. E
17	Wartość opałowa:	34 430 kJ/Nm <sup>3</sup>
18	Wymagane nadciśnienie gazu na ścieżce gazowej:	5 – 8 kPa
19	Zużycie paliwa nominalne:	136 Nm <sup>3</sup> /h

Moc cieplna zainstalowana w Centralnej Ciepłowni wynosi:

3 kotły wodne WR25: 2×29,0+1×29,07 - 87,07 MW

3 kotły parowe OR10: 3×6,5 - 19,50MW

1x silnik gazowy (0,65MWt oraz 0,53MWe) 1,18MW

**RAZEM - 107,75MW**

Wykaz grup odbiorców ciepła wg miejsca dostarczenia ciepła i wskazania właściciela węzłów ciepłych, sieci ciepłowniczej oraz instalacji odbiorczej za węzłem.



**Tabela nr 9. Grupy odbiorców ciepła - stan na rok 2017**

LP.	Symbol grupy odbiorców	Opis grupy odbiorców
1	A-1	Odbiorcy zaliczeni do tej grupy są zasilani w ciepło z węzłów cieplnych grupowych, a węzły cieplne oraz zewnętrzne instalacje odbiorcze są własnością i w eksploatacji sprzedawcy ciepła.
2	A-2	Odbiorcy zaliczeni do tej grupy są zasilani w ciepło z węzłów cieplnych indywidualnych, a węzły cieplne są własnością i są eksploatowane przez sprzedawcę ciepła, natomiast instalacje odbiorcze obiektów są własnością i w eksploatacji odbiorcy ciepła.
3	A-3	Odbiorcy zaliczeni do tej grupy są zasilani w ciepło z węzłów cieplnych indywidualnych lub grupowych, a węzły cieplne oraz instalacje odbiorcze są własnością i w eksploatacji odbiorcy ciepła.
4	B	Odbiorcy zaliczeni do tej grupy są zasilani w ciepło z lokalnych źródeł ciepła. Lokalne źródła ciepła są własnością i w eksploatacji sprzedawcy ciepła.
5	C	Odbiorca zaliczony do tej grupy jest zasilany w parę wodną, eksploatuje przyłącze i węzeł cieplny, które są jego własnością.

- grupa A – odbiorcy ciepła przyłączeni do sieci ciepłowniczej wodnej,
- grupa B – odbiorcy ciepła przyłączeni do lokalnych źródeł ciepła,
- grupa C – odbiorca ciepła przyłączony do sieci ciepłowniczej parowej,

**Tabela nr 10. Ceny jednostkowe energii cieplnej - z dn. 30.08.2017r.**

LP.	Rodzaje cen i stawek opłat netto	jednostka miary	A-1	A-2	A-3	B	C
1	stawka opłat za zamówioną moc cieplną	PLN/MW/rok	45 017,64	45 017,64	45 017,64	107 790,72	56 508,96
	stawka opłat za zamówioną moc cieplną	PLN/MW/m-c	3 751,47	3 751,47	3 751,47	8 982,56	4 709,08
2	Jednoczynowa opłata ciepła	PLN/GJ	30,90	30,90	30,90	51,02	29,02
3	cena nośnika ciepła	PLN/m3	17,78	17,78	17,78	-	17,78
4	stawka opłat stałych za usługi przesyłowe	PLN/MW/rok	32 057,64	30 390,36	13 392,84	-	-
	stawka opłat stałych za usługi przesyłowe	PLN/MW/m-c	2 671,47	2 532,53	1 116,07	-	-
5	stawka opłat zmiennych za usługi przesyłowe	PLN/GJ	14,21	13,85	8,22	-	-

**Tabela nr 11. Tabela stawek opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej lub zewnętrznej instalacji odbiorczej -2017r.**

Lp.	Średnica [mm]	Stawka opłaty za przyłączenie [zł/mb] sieci ciepłowniczej
1	Dn25	186,00
2	Dn32	234,78
3	Dn40	195,16
4	Dn50	281,10
5	Dn65	293,00

### Dane dotyczące wytworzenia i sprzedaży ciepła w Centralnej Ciepłowni PEC Ciechanów w 2017r.:

Moc zamówiona przez odbiorców :	
Grupa taryfowa A (A-1, A-2, A-3)	70,072 MW
Grupa taryfowa C	9,0MW
Razem moc zamówiona w Centralnej Ciepłowni w 2015r. wynosi	79,072MW
Roczne zużycie opału (miał)	34 444,63 Mg/rok
Energia w paliwie	758 923,76 GJ/rok
Produkcja energii cieplnej wodnej	498 157,00 GJ/rok
Produkcja energii cieplnej parowej	127 289,94 GJ/rok
Zakup energii cieplnej wodnej	39 611,00 GJ/rok
Potrzeby własne Ciepłowni	3 932,10 GJ/rok

Straty ciepła na przesyle

81 425,09 GJ/rok

Sprzedaż energii cieplnej wodnej

576 331,95 GJ/rok

Sprzedaż energii cieplnej parowej

127 289,94 GJ/rok

**Tabela nr 12. Zestawienie mocy zamówionej - rok 2017.**

m-c	Rok 2017	odbiorcy przyłączeni do sieci ciepłowniczej wodnej		odb. kotł. lok.	odb. pary technol.	Razem [MW]
		A [MW]				
		c.o. + went.	c.w.u. + techn.	c.o.	technologia	
XII	grudzień '2016	57,841	12,531	0,143	10,50	81,015
I	styczeń '2017	57,186	12,409	0,143	9,00	78,738
II	luty	57,186	12,409	0,143	9,00	78,738
III	marzec	57,334	12,562	0,143	9,00	79,039
IV	kwiecień	57,468	12,562	0,143	9,00	79,173
V	maj	57,468	12,562	0,143	9,00	79,173
VI	czerwiec	57,468	12,562	0,143	9,00	79,173
VII	lipiec	57,468	12,562	0,143	9,00	79,173
VIII	sierpień	57,630	12,562	0,143	9,00	79,335
IX	wrzesień	57,011	12,729	0,143	9,00	78,883
X	październik	57,791	12,643	0,143	9,00	79,577
XI	listopad	57,853	12,643	0,143	9,00	79,639
XII	grudzień '2017	58,149	12,643	0,143	9,00	79,935
Średnio rok 2017		57,501	12,571	0,143	9,000	79,215

**Tabela nr 13. Zestawienie sprzedaży mocy cieplnej w poszczególnych grupach taryfowych w roku 2017**

Lp	Rok 2017	Moc zamówiona [MW]					Razem
		A-1	A-2	A-3	B**	C	
1	styczeń	35,928	24,054	10,244	0,143	9,000	79,369
2	luty	35,928	23,969	10,244	0,143	9,000	79,284
3	marzec	35,928	23,905	10,244	0,143	9,000	79,220
4	kwiecień	35,928	23,905	10,099	0,143	9,000	79,075
5	maj	35,928	23,905	10,099	0,143	9,000	79,075
6	czerwiec	35,928	23,905	10,099	0,143	9,000	79,075
7	lipiec	35,928	23,905	10,099	0,143	9,000	79,075
8	sierpień	35,928	23,964	10,099	0,143	9,000	79,134
9	wrzesień	35,928	24,179	10,099	0,143	9,000	79,349
10	październik	33,733	26,651	10,134	0,143	9,000	79,661
11	listopad	33,733	26,743	10,134	0,143	9,000	79,753
12	grudzień	33,696	26,781	10,272	0,143	9,000	79,892
<b>Razem</b>		<b>424,514</b>	<b>295,866</b>	<b>121,866</b>	<b>1,716</b>	<b>108,000</b>	<b>951,962</b>
<b>Średnio</b>		<b>35,376</b>	<b>24,656</b>	<b>10,156</b>	<b>0,143</b>	<b>9,000</b>	<b>79,330</b>
<b>Sprzedaż ciepła [GJ]</b>		<b>233 951,93</b>	<b>160 465,15</b>	<b>54 624,93</b>	<b>1 214,50</b>	<b>127 289,94</b>	<b>577 546,45</b>
<b>Przychody ze sprzedaży ciepła [netto PLN]</b>		<b>24 031 008,58</b>			<b>79 549,82</b>	<b>4 127 340,06</b>	<b>28 237 898,46</b>
<b>Średnia cena w grupach taryfowych</b>		<b>53,52</b>			<b>65,50</b>	<b>32,42</b>	<b>-</b>
<b>W<sub>2017</sub> *</b>		<b>6 613</b>	<b>6 508</b>	<b>5 379</b>	<b>8 493</b>	<b>14 143</b>	<b>-</b>

\* - Wskaźnik wykorzystania zamówionej mocy cieplnej [GJ/MW]

\*\* - taryfa B dotyczy lokalnych kotłowni gazowych

**Tabela nr 14. Opał oraz wielkość emisji zanieczyszczeń 2017 rok**

Lp.	Substancja	wskaźnik emisji	wielkość emisji
		[kg/Mg]	[Mg/rok]
1	Dwutlenek siarki	6,644	222,20
2	Dwutlenek węgla [Mg]	2003,879	67 019,00
3	Pyły węglowo -grafitowe, sadza	0,052	1,73
4	Pyły	3,044	101,81
5	Tlenek węgla	6,952	232,51
6	Tlenek azotu	4,000	133,78
7	Benzo-α- piren	0,001	0,03
<b>Razem</b>			<b>67 711,07</b>
8	Zużycie węgla [Mg/rok]	33 444,63	
9	Wartość opałowa [GJ/Mg]	22 784,72	
10	Energia chemiczna w paliwie [GJ]	758 923,76	
11	Zawartość popiołu (%)	18,65	
12	Zawartość siarki (% lub mg/m <sup>3</sup> )	0,40	
13	Opłata środowiskowa [PLN]	238 482,95	
14	Ilość zakupionych uprawnień CO2	10 000,00	
15	Koszt zakupionych uprawnień [PLN]	194 062,35	

**Tabela nr 15. Sprzedaż energii cieplnej w rozbiciu na miesiące - 2017r.**

Miesiąc	Dni w miesiącu	Ilość opalu	Wartość opałowa	Energia chemiczna w opale	Produkcja energii wodnej				Produkcja energii wodnej z kotłowni parowych	Produkcja energii cieplnej - kotły wodne	zakup (Deltatissie)	Energia dostarczona do sieci wodnej	Sprzedaż energii z sieci wodnej	Straty ciepła na przesył sieć wodną	Straty przesyłu sieć wodną	Produkcja i sprzedaż energii cieplnej parowej	Produkcja energii cieplnej CC na sieć	Sprzedaż energii cieplnej CC	Sprawność produkcji	Sprawność przesyłu
					Sieć ciepłota	na potrzeby własne CC	Zużycie na potrzeby wł.	RAZEM												
1	2	3	4	5	6	7	8	9 [6+7]	10	11	12	13 [6-8+12]	14	15 [13-14]	16 [15/13]	17	18[6+7+17]	19[14+17]	20[9+17/5]	21[14/13]
-	-	[Mg]	[kJ/Mg]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[%]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[%]	[%]
styczeń	31	5 401,21	22 852,70	123 432,23	89 608,80	853,20	635,00	90 462,00	7 550,00	82 912,00	4 198,00	93 171,80	80 786,17	12 385,63	13,29%	14 123,62	104 585,62	94 909,79	84,73%	86,71%
lut	28	4 408,47	22 856,70	100 763,08	75 164,50	718,50	514,00	75 883,00	6 919,00	68 964,00	1 812,00	76 462,50	68 962,74	7 499,76	9,81%	13 107,00	88 990,00	82 069,74	88,32%	90,19%
marzec	31	3 489,15	22 695,50	79 188,00	53 124,70	532,30	376,20	53 657,00	7 468,00	46 189,00	4 907,00	57 655,50	50 234,69	7 420,81	12,87%	12 082,00	65 739,00	62 316,62	83,02%	87,13%
kwiecień	30	2 756,94	23 018,00	63 459,24	41 824,30	256,70	283,40	42 081,00	6 812,00	35 269,00	4 840,00	46 380,90	38 425,46	7 955,44	17,15%	10 850,00	52 931,00	49 275,46	83,41%	82,05%
maj	31	1 383,85	22 808,00	31 562,85	19 076,40	155,60	146,70	19 232,00	7 397,00	11 835,00	4 835,00	23 764,70	19 713,90	4 050,80	17,05%	7 595,90	26 827,90	27 309,80	85,00%	82,95%
czerwiec	30	814,99	22 680,00	18 483,97	6 803,70	34,30	56,70	6 838,00	6 838,00	0,00	3 153,00	9 900,00	6 178,44	3 721,56	37,59%	7 134,12	13 972,12	13 312,36	75,59%	62,41%
lipiec	31	1 100,26	23 721,00	26 099,27	9 799,00	29,00	57,00	9 828,00	9 828,00	0,00	0,00	9 742,00	6 017,03	3 724,97	38,24%	9 567,10	19 395,10	15 584,13	74,31%	61,76%
sierpień	31	1 009,89	22 870,00	23 096,18	7 169,50	26,50	66,00	7 196,00	7 196,00	0,00	2 496,00	9 599,50	5 865,43	3 734,07	38,90%	10 290,20	17 486,20	16 155,63	75,71%	61,10%
wrzesień	30	1 694,99	22 729,00	38 525,43	18 646,40	108,60	137,30	18 755,00	8 072,00	10 683,00	1 986,00	20 495,10	14 497,82	5 997,28	29,26%	10 455,00	29 210,00	24 952,82	75,82%	70,74%
październik	31	2 913,55	22 854,70	66 588,31	41 958,20	236,80	259,70	42 195,00	7 519,00	34 676,00	3 205,00	44 903,50	37 087,21	7 816,29	17,41%	10 145,00	52 340,00	47 232,21	78,60%	82,59%
listopad	30	3 894,35	22 233,00	86 583,08	59 558,10	389,90	370,00	59 948,00	7 897,00	52 051,00	3 854,00	63 042,10	54 124,69	8 917,41	14,15%	10 442,00	70 390,00	64 566,69	81,30%	85,85%
grudzień	31	4 576,98	22 098,00	101 142,10	71 491,30	590,70	466,80	72 082,00	8 559,00	63 523,00	4 325,00	75 349,50	67 148,43	8 201,07	10,88%	11 498,00	83 580,00	78 646,43	82,64%	89,12%
<b>Razem rok 2017</b>		<b>33 444,63</b>	<b>22 784,72</b>	<b>758 923,76</b>	<b>494 224,90</b>	<b>3 932,10</b>	<b>3 368,80</b>	<b>498 157,00</b>	<b>92 055,00</b>	<b>406 102,00</b>	<b>39 611,00</b>	<b>530 467,10</b>	<b>449 042,01</b>	<b>81 425,09</b>	<b>15,35%</b>	<b>127 289,94</b>	<b>625 446,94</b>	<b>576 331,95</b>	<b>82,41%</b>	<b>84,65%</b>

**Tabela nr 16. Zestawienie zużycia energii elektrycznej – 2017r.**

Wyszczególnienie	j.m.	2017												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Razem
Zużycie energii elektrycznej -CC	MWh	363,4	297,6	225,6	186,5	123,1	87,3	95,2	86,9	118,3	191,3	256,9	287,6	2 319,7
Koszty energii elektrycznej	PLN	108 589	91 490	72 843	55 222	35 841	25 358	28 259	26 250	37 281	59 874	79 280	89 257	709 544

## **5.2 Analiza potrzeb inwestycyjnych**

Długi okres eksploatacji istniejącej kotłowni oraz wymagania związane z przyszłymi normami emisyjnymi obowiązującymi od stycznia 2023 roku skłaniają Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. do podjęcia działań modernizacyjnych pozwalających spełnić dopuszczalne wielkości emisji. Jednocześnie wysoki poziom świadczonych usług jest niezbędnym warunkiem, by spółka mogła osiągnąć rzeczywistą efektywność techniczną i kosztową.

## **5.3 Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do oceny technicznej systemu**

Jednym z głównych problemów jest znaczna emisja zanieczyszczeń gazowych i pyłowych do powietrza atmosferycznego ze spalania węgla kamiennego. W związku z nowymi normami emisyjnymi konieczne jest zastosowanie środków prowadzących do obniżenia emisji m.in. poprzez pozyskiwanie energii ciepłej z alternatywnych paliw.

## **5.4 Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do planowanego popytu na produkty/usługi**

Planowany projekt doprowadzi do poprawy efektywności technicznej i kosztowej przedsiębiorstwa, a przede wszystkim pozwoli na działalność PEC Sp. z o.o. Ciechanów po 1 stycznia 2023 roku związaną z produkcją, przesyłem i dystrybucją energii ciepłej oraz energii elektrycznej. Realizacja projektu pozwoli na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery oraz zwiększenie udziału produkcji energii z odnawialnych źródeł energii. Dodatkowa rezerwa mocy zapewni również możliwości podłączenia w przyszłości nowych odbiorców do sieci ciepłej.

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

Największe zagrożenie niesie ze sobą emisja gazów cieplarnianych, pyłu i substancji smołowych, czyli sadzy emitowanych podczas spalania węgla kamiennego. Proces rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w atmosferze jest skomplikowany, zależny od stanu równowagi atmosfery, szorstkości terenu i nie zawsze w sposób jednoznaczny można określić strefy jej skażenia. Zanieczyszczenia w określonych warunkach meteorologicznych, związanych głównie z różą wiatrów i stanami inwersyjnymi atmosfery, mogą być transportowane na dalekie odległości wpływając bezpośrednio na stan jakości powietrza na tych terenach.

Problem wysokiego poziomu emisji zanieczyszczeń, w tym gazów cieplarnianych do powietrza jest bezpośrednim skutkiem stanu technicznego eksploatowanych urządzeń, rodzaju i jakości spalanego paliwa oraz sposobu oczyszczania spalin. W związku z powyższym Spółka zamierza podjąć działania ograniczające negatywne dla środowiska naturalnego skutki produkcji energii cieplnej.

### **5.6 Opis ogólny projektu.**

Przedsięwzięcie obejmuje modernizację systemu ciepłowniczego PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie poprzez budowę instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE (biomasa). Układ wysokosprawnej kogeneracji będzie pracował w oparciu o kocioł parowy (25bar) opalany biomasą o mocy 6,0MW wraz z turbiną 0,5 MWel sprzęgniętą trójfazowym generatorem synchronicznym.

Po modernizacji w Ciepłowni zostanie wprowadzone nowe paliwo – biomasa. Produkcja energii cieplnej będzie oparta o spalanie miału węglowego, gazu oraz biomasy. Dywersyfikacja dostawy paliw postawi Inwestora w bardzo korzystnej sytuacji – nie będzie on zależny od jednego rodzaju paliwa.

Realizacja projektu pozwoli na zwiększenie wytwarzania energii z odnawialnych źródeł oraz przyczyni się do zapewnienia niższego poziomu emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych emitowanych do powietrza, polepszenia efektywności energetycznej istniejącej ciepłowni.

Technologia wykonania projektu gwarantuje bezpieczeństwo i wieloletnią trwałość infrastruktury. Zastosowane rozwiązania będą zapobiegały i minimalizowały negatywne oddziaływanie na środowisko.

Zakres projektu:

- Budowa nowego budynku elektrociepłowni z lokalizacją kotła parowego (25bar, 6,0MW) opalanego biomasą oraz turbinę parową 0,5MWel wraz z instalacjami wewnętrznymi,
- Dostawa i montaż kotła parowego (25bar) o mocy znamionowej 6,0MW opalanego biomasą z przegrzewaczem pary do 320°C opalanego biomasą wraz z układem transportu biomasy do kotła: podłoga ruchoma, rozdrabniacz paliwa, sita, podajniki,
- montaż turbiny parowej – szt.1 o mocy elektrycznej ok. 1x500kW<sub>el</sub> zasilanej z kotła parowego i sprzęgniętej z trójfazowym generatorem asynchronicznym pracującej w czasie sezonu grzewczego,
- Dostawa i montaż instalacji technologiczno – hydraulicznej kotła parowego na biomasę: system pomp oraz wymienników (wymienник podturbiniowy, wymiennik para – woda), stacja redukcyjno – schładzająca, odgazowywacz. Zabudowa urządzeń ciepłych pomocniczych kotłowni parowej (układ odmulania i odsalania z rozprężaczem i odzyskiem ciepła, pompy zasilające i pompy skroplin), modernizacja i rozbudowa stacji uzdatniania wody, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje. Połączenie z istniejącą pompownią.
- Montaż ekonomizera (odzysk ciepła ze spalin),
- dostawa i montaż układu odpopielania: podajnik oraz kanały do usuwania popiołów, kontener oraz osadnik mułu.

- montaż instalacji odpylania: filtr workowy lub elektrofiltr, wentylator oraz komin,
- układ automatyki i zasilania urządzeń kotła parowego na biomasę: rozdzielnice zasilające – sterownicze, czujniki, sondy, okablowanie niezbędne prace budowlano-konstrukcyjne. Wykonanie instalacji elektrycznych, AKPiA wraz z dostosowaniem i rozbudową istniejącej stacji transformatorowej oraz wyprowadzeniem mocy elektrycznej.
- budowę magazynu biomasy - roboty konstrukcyjne i ogólnobudowlane, budowa przykotłowego magazynu biomasy z podłogą ruchomą oraz zakup maszyn do przygotowania i podawania paliwa.
- zagospodarowanie terenu kotłowni i magazynu opału: roboty budowlane dróg dojazdowych. p. poż, oświetlenie zewnętrzne,
- dokumentację techniczną – projekty budowlane i wykonawcze, powykonawcze i instrukcje obsługi
- próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów
- nadzór nad realizacją projektu - Inżynier kontraktu (Inwestor Zastępczy)

### ***Lokalizacja oraz planowany obszar oddziaływania projektu***

#### **Lokalizacja projektu**

Województwo: mazowieckie

Powiat: ciechanowski

Gmina: Ciechanów

Ciepłownia zlokalizowana przy ulicy  
Tysiąclecia 18.

Działka o numerze geodezyjnym 90-84/5  
obręb Ciechanów.



#### **Obszar oddziaływania**

Za obszar oddziaływania inwestycji w trakcie jej realizacji przyjęto nieruchomości graniczące z działką, na której projekt będzie realizowany.

Na etapie eksploatacji za obszar oddziaływania inwestycji przyjęto działkę w Ciechanowie przy ul. Tysiąclecia 18 o nr. ew. 90-84/5. Powierzchnia działki wynosi ok.7,3 ha. Na działce znajduje się obecnie Ciepłownia Centralna wraz ze składem opału, budynkami technicznymi i biurowymi.

Przedmiotowe przedsięwzięcie niesie pozytywne skutki dla środowiska zarówno w wymiarze lokalnym jak i globalnym. Projekt zakłada redukcję emisji zanieczyszczeń, które wywierają znaczący wpływ na czystość środowiska regionalnego.

Analizę oddziaływania na środowisko opisano w pkt. 9.

## **5.7 Opis strony technicznej projektu.**

### ***Budynek dla układu kogeneracyjnego***

Inwestycja realizowana będzie na działce o numerze ew. 90-84/5 obręb Ciechanów. Przedsięwzięcie będzie polegało na budowie budynku elektrociepłowni (dobudowa do istniejącego budynku Ciepłowni Centralnej), w którym zamontowana zostanie jednostka wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w skojarzeniu (kogeneracja) zasilana biomasą. Będzie to kocioł parowy biomasowy o mocy znamionowej 6,0 MW (25bar) oraz turbina parowa o mocy elektrycznej do 0,5MWe. Jednostka wytwarzać będą energię ciepłą na potrzeby systemu ciepłowniczego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Energia elektryczna będzie zużywana na potrzeby własne, a jej nadmiar będzie sprzedawany do krajowej sieci energetycznej.

Kocioł parowy opalany biomasą wraz z wentylatorami podmuchowymi, wygarniaczami popiołu, instalacją oczyszczania i odprowadzania spalin, podajnikami paliwa umieszczony zostanie w dobudowanym budynku. Zrębki, w które zasilany będzie kocioł magazynowane będą w wiacie. Wiata zostanie wyposażona w podłogę ruchomą, z której opał transportowany będzie przez przenośniki do kotłów. Sterowanie pracą kotłów i urządzeń podających paliwo realizowane będzie poprzez układ automatyki - dostarczany razem z kotłem z szafy zasilającej wyposażonej w regulator mikroprocesorowy.

***Wszystkie zastosowane materiały, urządzenia, armatura i inne elementy będą nowymi, nie pochodzącymi z leasingu ani nie używane wcześniej w jakikolwiek inny sposób.***

***Kocioł parowy*** będzie pracował na potrzeby turbogeneratora, z parametrami odpowiednimi do wymagań turbiny parowej. W projekcie założona została praca instalacji kogeneracyjnej w okresie sezonu grzewczego z wykorzystaniem 100% zainstalowanej mocy turbiny wynoszącym 0,5 MWeł. Nie zakłada się pracy turbiny w okresie letnim. Kocioł biomasowy parowy pracuje przez cały rok – w okresie letnim para z kotła poprzez baypas będzie wprowadzona do sieci parowej.

### ***Kocioł parowy***

Parametry pracy kotła parowego na biomasę:

moc kotła	ok. 6,0 MW
temperatura pary wylotowej	320°C
ciśnienie pary max.	25 bar
sprawność kotła min	do 86%
temperatura wody zasilającej	105°C
paliwo – biomasa o zawartości wilgoci do	50%

Kocioł wodnorurkowy z częścią wymiennikową wyposażony będzie w przegrzewacz pary i zabudowany za kotłem ekonomizer do odzysku ciepła ze spalin. Paliwo do kotła doprowadzone



będzie przenośnikiem redlerowym z ruchomej podłogi. Instalacja spalania biomasy składać się będzie z następujących części:

- palenisko biomasy z rusztem schodkowym, wentylatorami powietrza pierwotnego i wtórnego
- kombinowany wodnorurkowo-płomieniówkowy kocioł parowy przegrzewacz pary
- ekonomizer
- przenośnik popiołu
- instalacja odpylania z elektrofiltrem / filtrem workowym,
- układ automatycznego odmulania i odsalania
- układ regulacji poziomu wody w kotle

Para wylotowa podgrzewać będzie wodę powrotną z sieci, która przy pomocy pompowni obiegowej układu odzysku ciepła przetłaczać będzie ją do istniejącego kolektora zasilającego.

Kocioł wyposażony będzie w przegrzewacz pary. Ponadto zamontowany zostanie ekonomizer do odzysku ciepła ze spalin o mocy ok. 0,6MW. Nad paleniskiem kotła zlokalizowana będzie część ciśnieniowa kotła, w której wytwarzana będzie para. Wytwarzana w kotle para przepływać będzie przez przegrzewacz pary, w celu podniesienia jej temperatury, następnie doprowadzona zostanie do turbiny parowej.

### ***Obieg pary i kondensatu***

Wytworzona w kotle para o ciśnieniu 2,5MPa zostanie skierowana na turbinę parową, gdzie rozprężając się wykona pracę wytwarzającą energię elektryczną.

Turbina w zależności od aktualnego obciążenia cieplnego pracować będzie z różną wielkością produkcji energii w skojarzeniu. Para rozprężona po wyjściu z turbogeneratora kierowana jest na wymiennik para-woda (skraplacz) podgrzewający wodę sieciową oraz na potrzeby własne kotłowni tj. do utrzymania parametrów roboczych stacji odgazowania wody oraz do podgrzewu wody uzdatnionej do uzupełniania strat w obiegu cieplnym kotłowni parowej.

Straty spowodowane są:

- niecałkowitym zwrotem kondensatu,
- odmulaniem i odsalaniem kotła,
- odgazowaniem wody,
- nieszczelności w sieciach pary i kondensatu.

Kondensat w zależności od ciśnienia kierowany będzie do odgazowywacza. Łącznie z wodą uzupełniającą kondensat gromadzony będzie w zbiorniku zasilającym, skąd pompami zasilającymi kierowany będzie jako woda zasilająca do kotła.

### **Ekonomizer**

Ekonomizer jest powierzchnią ogrzewalną, umieszczoną w obudowie blaszanej, której zadaniem jest podniesienie sprawności kotła poprzez obniżenie temperatury spalin wychodzących do urządzeń odpylających. Ekonomizer zbudowano w postaci jednego elementu transportowego. Woda dopływa do komory wlotowej ekonomizera usytuowanej u góry, a wypływ następuje w dolnej części, spaliny przepływają w przeciwnym kierunku.

Ekonomizer wyposażono w niezbędne włązy oraz drzwi rewizyjne umożliwiające kontrolę stanu powierzchni ogrzewalnych.

Kocioł zostanie wyposażony zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie przepisami w komplet armatury zaporowej, odcinającej, spustowej, zwrotnej, oraz zawór bezpieczeństwa, pozwalające bezpiecznie prowadzić pracę kotła.

Gruby osprzęt kotła stanowią: komplet włączów, wziernik oraz punkty pomiarowe pozwalające na obserwację i kontrolę pracy kotła, a w czasie postoju umożliwiającym dostęp do podstawowych elementów kotła.

### ***Turbogenerator***

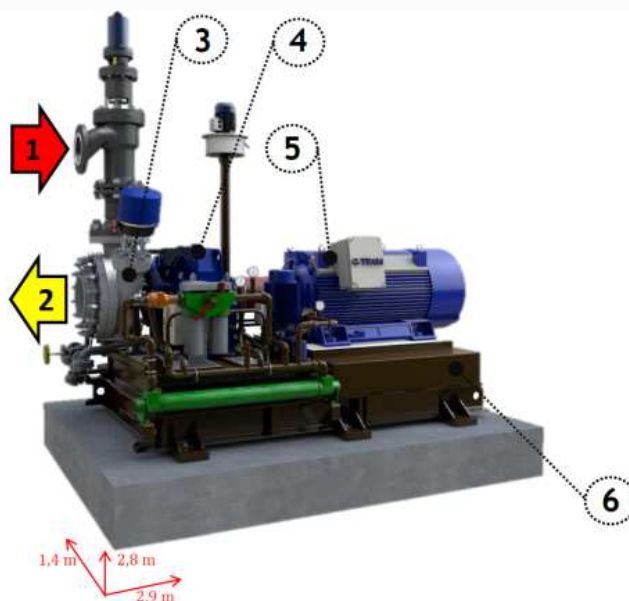
Planuje się do zainstalowania turbogenerator o mocy elektrycznej 500 kW<sub>el</sub> sprzęgnięty z trójfazowym generatorem asynchronicznym.

Turbina parowa jest silnikiem cieplnym wirnikowym. W turbinie parowej odbywa się przetwarzanie energii cieplnej pary wodnej, dopływającej z kotła na pracę mechaniczną. Zamiana energii cieplnej pary na energię kinetyczną następuje w przyrządach ekspansyjnych turbiny. Energia ta przekazana zostaje wirnikom, w których następuje zamiana energii kinetycznej na energię mechaniczną. Wirniki są osadzone na wale, z którego bezpośrednio przekazuje się pracę napędzanym maszynom. Zasadniczym zadaniem turbiny parowej jest napędzanie generatora do produkcja energii elektrycznej (turbozespół - zespół złożony z turbiny i napędzanej przez nią generatora oraz urządzeń pomocniczych). Para wylotowa z turbiny kierowana jest na wymiennik para-woda, gdzie następuje podgrzanie wody sieciowej.

Istotną rzeczą w przypadku turbiny parowej są parametry i jakość pary wodnej. Do turbiny parowej może być kierowana wyłącznie para sucha, przegrzana o następujących właściwościach fizykochemicznych:

- pH	< 9,6
- przewodność	< 0,2 mS/cm
- zawartość krzemionki	< 0,02 mg/kg
- całkowita zawartość żelaza	< 0,02 mg/kg
- całkowita zawartość miedzi	< 0,003 mg/kg
- zawartość sodu	< 0,01 mg/kg
- zawartość chlorków	< 0,01 mg/kg

Turbina parowa może pracować z minimalną przepustowością pary wynoszącą 50%.



**6. Rysunek 1. Turbina parowa z generatorem synchronicznym**

1 – Wlot pary  
2 – Wylot pary

3 – Szafa turbiny  
4 – Przekładnia

5 – Generator synchroniczny  
6 – Rama podstawy

Cały blok elektrociepłowniczy będzie pracował w oparciu o obieg Rankine’a. Układ wodno-parowy realizujący obieg Rankine’a ma na celu wytworzenie energii elektrycznej. Odbywa się to w trakcie realizacji szeregu fizycznych przemian czynnika, zwanych obiegiem termodynamicznym (patrz: rysunek 1). Pierwszym krokiem jest podniesienie ciśnienia płynu na pompie (3-4). Dalej zostaje on wtłoczony do kotła, gdzie zostaje podgrzany i odparowany (4-1), by następnie trafić do turbiny, gdzie się rozpręża (1-2). Praca wykonywana w trakcie rozprężania się czynnika przekazywana jest przez wał na generator, gdzie wytwarzana jest energia elektryczna. Sam czynnik z turbiny trafia zaś do kondensatora, gdzie ulega skropleniu (2-3), a następnie z powrotem na pompę, zamykając tym samym cykl przemian. Moc wytwarzana na turbinie zależy od strumienia masy przepływającego czynnika, jego temperatury na wejściu i spadku ciśnienia na turbinie.

Źródłem ciepła dla proponowanego układu będzie kocioł parowy opalany biomasą (zrębka drzewna), wyposażony w:

- ✓ system podawania paliwa (podłoga ruchoma, redler, szuflada załadownicza)
- ✓ palenisko z rusztem schodkowym
- ✓ parownik o budowie płomieniówkowej
- ✓ przegrzewacz pary o budowie opłomkowej
- ✓ ekonomizer zamontowany na wylocie spalin
- ✓ automatyczny system zdmuchiwania pyłu z powierzchni ogrzewanych (płomieniówki i opłomki)
- ✓ automatyczny oraz ciągły system regulacji poziomu wody w kotle
- ✓ automatyczne odmulanie i odsalanie
- ✓ komplet wentylatorów
- ✓ układ automatyki i kontroli pracy kotła

Dobierając kocioł uwzględniono potrzeby własne elektrociepłowni (tj: zasilanie odgazowywacza, podgrzew kondensatu i wody uzupełniającej, zasilanie pomp porcjowych kondensatu) oraz normę ISO dotyczącą sprawności maszyn przepływowych ( $\pm 5\%$  zużycia pary przez turbinę).

### ***System oczyszczania i odprowadzania spalin***

Odprowadzenie spalin będzie się odbywało za pomocą kwasoodpornych przewodów kominowych, dwuściennych, z izolacją wewnętrzną z wełny mineralnej. Wysokość komina należy ustalić w trakcie opracowywania raportu oddziaływania na środowisko.

W celu oczyszczenia spalin z pyłów przyjęto system odpylania składający się z elektrofiltra lub filtrów workowych.

### ***AKPiA***

Układ kogeneracyjny zostanie wyposażony w centralny system sterownia, zarządzający pracą instalacji kogeneracyjnej, systemu ciepłego oraz instalacji pomocniczych. Stacja operatorska i archiwizacyjna zostanie zainstalowana na centralnej sterowni służb technicznych. Turbina wyposażona będzie we własną szafę sterowniczą i wyprowadzenia mocy dostarczaną razem przez producenta turbiny. Układ wyprowadzenia mocy turbiny zostanie wyposażony w kompensację mocy biernej oraz softstart. W celu bilansowania ciepła i energii elektrycznej zamontowane zostaną liczniki ciepła produkowanego na elektrociepłowni, liczniki energii elektrycznej na zaciskach generatora (w celu rozliczeń z rejonem energetycznym i URE). Wszystkie napędy newralgiczne z punktu widzenia pracy instalacji zostaną wyposażone w falowniki. Panel operatorski zostanie wyposażony w ciągły monitoring parametrów w systemie SCADA. Sterownik główny elektrociepłowni zostanie połączony z modułem internetowym, tak aby serwisanci mogli podejrzeć parametry pracy obiektu, a w trakcie awarii na bieżąco przekonsultować ją z operatorem i zdiagnozować jej przyczynę.

### ***Wyprowadzenie mocy***

Energia elektryczna wytworzona przez turbinę zostanie przetransformowana na średnie napięcie (15 kV), następnie zostanie przesłana na szafę zbiorczą, skąd linią SN będzie przesłana na główną rozdzielnię SN, gdzie zostanie włączona równolegle z zasilaniem zewnętrznym.

Ponieważ moc elektryczna generowana przez elektrociepłownię przewyższa potrzeby własne, jej nadmiar zostanie odprowadzony do sieci elektroenergetycznej.

Podczas realizacji projektu zakłada się adaptację istniejącego układu wyprowadzenia mocy elektrycznej z istniejącej turbiny gazowej oraz ewentualną rozbudowę istniejącej stacji trafo i wykorzystanie tych instalacji do wyprowadzenia mocy i sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w kogeneracji z OZE.

**Tabela nr 17. Szacunkowe koszty inwestycyjne.**

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto
<b>1</b>	<b>Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych</b>	<b>450,00</b>
1.1	Projekt budowy nowego budynku elektrociepłowni. Budowa hali kotła parowego na biomasę oraz turbinę , technologia kotłowni i instalacje wewnętrzne kotłowni, instalacje zewnętrzne, magazyn przygotowania i składowania biomasy.	450,00
1.2	Projekt rozbudowy i adaptacji linii kablowej 15 kV wraz ze stacją transformatorową	
<b>2</b>	<b>Budowa elektrociepłowni na potrzeby wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE.</b>	<b>14 600,00</b>
2.1	Budowa budynku ciepłowni - hala kotła parowego 6,0MW wraz z turbiną 0,5MWel opalanego biomasą wraz z instalacjami wewnętrznymi.	1 200,00
2.2	Dostawa i montaż kotła parowego 6,0 MW i ciśnieniu 25 bar, opalanego biomasą, układu transportu biomasy do kotła: podłoga ruchoma, rozdrabniacz paliwa, sita, podajniki, Dostawa i montaż instalacji odpylania; filtr workowy, wentylatory.	5 000,00
2.3	Dostawa i montaż turbiny parowej o mocy elektrycznej 0,5 MW zasilanej z kotła parowego i sprzęgniętej trójfazowym generatorem synchronicznym.	2 500,00
2.4	Dostawa i montaż układu odpopielania: podajnik do usuwania popiołów, kanały do usuwania popiołów, kontener oraz osadnik mułu.	800,00
2.5	Dostawa i montaż systemu odprowadzenia spalin,przewody kominowe: komin i czopuch.	800,00
2.6	Instalacja technologiczno - hydrauliczna kotła parowego na biomasę:system pomp oraz wymienników, odgazowywacz, systemy podgrzewu wody ekonimizera, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje. Połączenie z istniejącą pompownią.	1 000,00
2.7	Układ automatyki i zasilania urządzeń kotła parowego na biomasę: rozdzielnice zasilajaco - sterownicze, czujniki, sondy, okablowanie. Wykonanie instalacji elektrycznych, AKPiA wraz z rozbudową istniejącej stacji transformatorowej i wyprowadzeniem mocy. Próby, rozruch, uruchomienia systemu.	1 000,00
2.8	Budowa magazynu biomasy - roboty konstrukcyjne i ogólnobudowlane. Magazyn wraz z podłogą ruchomą oraz zakup maszyn do przygotowania i podawania paliwa.	1 700,00
2.9	Zagospodarowanie terenu kotłowni i magazynu opału: roboty budowlane dróg dojazdowych. p.poż, oświetlenie zewnętrzne.	600,00
<b>3</b>	<b>Nadzór , prowadzenie i rozliczenie inwestycji</b>	<b>300,00</b>
<b>4</b>	<b>Promocja projektu</b>	<b>4,00</b>
<b>OGÓŁEM NAKŁADY :</b>		<b>15 354,00</b>

## Harmonogram realizacji projektu

Tabela nr 18. Harmonogram rzeczowo-finansowy realizacji projektu

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2019	2020
<b>1</b>	<b>Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych</b>	<b>450,00</b>	<b>400,00</b>	<b>50,00</b>
1.1	Projekt budowy nowego budynku elektrociepłowni. Budowa hali kotła parowego na biomasę oraz turbinę, technologię kotłowni i instalacje wewnętrzne kotłowni, instalacje zewnętrzne, magazyn przygotowania i składowania biomasy.	450,00	400,00	50,00
1.2	Projekt rozbudowy i adaptacji linii kablowej 15 kV wraz ze stacją transformatorową			
<b>2</b>	<b>Budowa elektrociepłowni na potrzeby wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE.</b>	<b>14 600,00</b>	<b>0,00</b>	<b>14 600,00</b>
2.1	Budowa budynku ciepłowni - hala kotła parowego 6,0MW wraz z turbiną 0,5Mw i opalanego biomasą wraz z instalacjami wewnętrznymi.	1 200,00	0,00	1 200,00
2.2	Dostawa i montaż kotła parowego 6,0 MW i ciśnieniu 25 bar, opalanego biomasą, układu transportu biomasy do kotła: podłoga ruchoma, rozdrabniacz paliwa, sita, podajniki, Dostawa i montaż instalacji odpylania; filtr workowy, wentylatory.	5 000,00	0,00	5 000,00
2.3	Dostawa i montaż turbiny parowej o mocy elektrycznej 0,5 MW zasilanej z kotła parowego i sprzęgniętej trójfazowym generatorem synchronicznym.	2 500,00	0,00	2 500,00
2.4	Dostawa i montaż układu odpopielania: podajnik do usuwania popiołów, kanały do usuwania popiołów, kontener oraz osadnik mułu.	800,00	0,00	800,00
2.5	Dostawa i montaż systemu odprowadzenia spalin, przewody kominowe: komin i czopuch.	800,00	0,00	800,00
2.6	Instalacja technologiczna - hydrauliczna kotła parowego na biomasę: system pomp oraz wymienników, odgazowywacz, systemy podgrzewu wody ekonimizera, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje. Połączenie z istniejącą pompownią.	1 000,00	0,00	1 000,00
2.7	Układ automatyki i zasilania urządzeń kotła parowego na biomasę: rozdzielnice zasilające - sterownicze, czujniki, sondy, okablowanie. Wykonanie instalacji elektrycznych, AKPiA wraz z rozbudową istniejącej stacji transformatorowej i wyprowadzeniem mocy. Próby, rozruch, uruchomienia systemu.	1 000,00	0,00	1 000,00
2.8	Budowa magazynu biomasy - roboty konstrukcyjne i ogólnobudowlane. Magazyn wraz z podłogą ruchomą oraz zakup maszyn do przygotowania i podawania paliwa.	1 700,00	0,00	1 700,00
2.9	Zagospodarowanie terenu kotłowni i magazynu opału: roboty budowlane dróg dojazdowych. p.poż, oświetlenie zewnętrzne.	600,00	0,00	600,00
<b>3</b>	<b>Nadzór, prowadzenie i rozliczenie inwestycji</b>	<b>300,00</b>	<b>0,00</b>	<b>300,00</b>
<b>4</b>	<b>Promocja projektu</b>	<b>4,00</b>	<b>2,00</b>	<b>2,00</b>
<b>OGÓŁEM NAKŁADY :</b>		<b>15 354,00</b>	<b>402,00</b>	<b>14 952,00</b>

## 7. Analiza wykonalności, analiza popytu oraz analiza opcji.

### 7.1 Analiza popytu.

PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie posiada zainstalowaną moc cieplną wynoszącą 107,75MW. Zamówiona moc cieplna wynosi 79,072 MW mocy cieplnej (57,501MW - 72,6% stanowi zapotrzebowanie ciepła na c.o. oraz wentylację, 12,571MW - 15,9% stanowi zapotrzebowanie na ciepła na cwu oraz potrzeby technologiczne; 9,0MW - 11,4% stanowi zapotrzebowanie na parę technologiczną, pozostałe 0,143MW – tj. ok.0,2% stanowi zapotrzebowanie odbiorców z kotłowni gazowych lokalnych). W związku z czym Przedsiębiorstwo posiada nadwyżkę mocy cieplnej stanowiącą 28,678 MW, która umożliwia rozbudowę istniejącej sieci cieplnej i podłączenie nowych potencjalnych odbiorców.

**Tabela nr 19. Moc zamówiona oraz sprzedaż energii cieplnej w latach 2015-2017**

Rok	Zamówiona moc [MW]	Sprzedaż energii cieplnej [GJ]
2015	80,353	524 497,98
2016	80,906	525 057,16
2017	79,072	577 546,45

Sprzedaż mocy zamówionej jest odzwierciedleniem działań racjonalizujących zużycie ciepła przez mieszkańców (termomodernizacja budynków, regulacja wewnętrznych instalacji (co/cwu). Sprzedaż energii cieplnej natomiast jest odzwierciedleniem warunków pogodowych w danym roku i wynika ze średniej temperatury zewnętrznej w sezonie grzewczym w danym roku kalendarzowym.

Odbiór wytworzonej energii jest zapewniony stale rosnącymi potrzebami na terenie miasta. Największymi odbiorcami energii cieplnej w Ciechanowie są budynki mieszkalne (Spółdzielnie Mieszkaniowe i Wspólnoty) oraz obiekty przemysłowe.

### **Czynniki kształtujące przyszły popyt.**

Niniejszy projekt będzie polegał na modernizacji centralnego źródła ciepła PEC w Ciechanowie. Zakres projektu obejmuje budowę układu wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE (biomasa). Produktami pracy układu kogeneracyjnego będą: energia cieplna oraz energia elektryczna.

Przyszły popyt na produkty projektu jest uwarunkowany w głównej mierze możliwościami rozwoju miasta Ciechanów. Obecnie na terenie Ciechanowa obowiązuje 40 miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, które obejmują w sumie obszar 942,97 ha, co stanowi prawie 30% powierzchni miasta.

Są to kompleksowe opracowania dotyczące zagospodarowania całego obszaru miasta, które tworzą całościową, spójną politykę przestrzenną miasta. Obowiązujące plany miejscowe, zawierają przepisy regulujące zasady zabudowy i zagospodarowania terenów, a tym samym stanowią formalną podstawę ochrony ładu przestrzennego. Ponadto w swoim zakresie określają



zasady ochrony środowiska, przyrody i krajobrazu kulturowego zakładając m.in. stosowanie do celów grzewczych i technologicznych urządzeń przyjaznych dla środowiska o niskiej emisji zanieczyszczeń.

Liczba ludności w Ciechanowie wykazuje tendencję spadkową. W prognozie rozwojowej kraju do 2030 roku przewiduje się wzrastającą emigrację Polaków w celach zarobkowych.

W celu zatrzymania w Ciechanowie ludności, szczególnie młodej, miasto powinno zadbać o zapewnienie odpowiednich warunków życia i rozwoju. Szczególnie ważna jest polityka mieszkaniowa, dbałość o rozwój infrastruktury sportowej i rekreacyjnej itp.

W Ciechanowie znajduje się ponad 12 tys. lokali mieszkalnych w budynkach wielorodzinnych oraz ponad 4tys. w budynkach jednorodzinnych. Powierzchnia lokali w budownictwie wielorodzinnym przekracza 600 tys. m<sup>2</sup>, a w domach jednorodzinnych - ponad 500 tys. m<sup>2</sup>. Zdecydowaną większość lokali w budynkach wielorodzinnych stanowią mieszkania spółdzielcze (ok. 41%), wspólnot mieszkaniowych (ok. 16%) i komunalne (ok. 15%).

Od roku 2000 obserwuje się systematyczny wzrost liczby mieszkań na terenie miasta Ciechanów. Średnioroczny trend zmian w latach 2000-2014 wynosił 0,81%.

Ciechanów powiększa swoją zabudowę kubaturową, która obecnie ukierunkowana jest na budownictwo mieszkaniowe, usługowe oraz obiekty biurowe. Nowo powstające obiekty wymagają nowoczesnych rozwiązań w dziedzinie gospodarki ciepłej oraz energii elektrycznej.

### ***Przyszły popyt na energię cieplną.***

W Planie Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Ciechanów przyjętym do realizacji Uchwałą Nr 195/XVII/2016 Rady Miasta Ciechanów z dnia 25.02.2016r. określono ogólną prognozę dla miasta Ciechanów:

✓ **zapotrzebowania na energię cieplną w roku 2020 r. - 1 384 575,79 [GJ],**

Zużycie energii cieplnej z sektora związanego z ciepłownictwem oszacowano na podstawie danych statystycznych na temat zapotrzebowania na energię cieplną na m<sup>2</sup>, który wynosi 0,821 GJ (Zużycie Energii w Gospodarstwach Domowych w 2012 r., GUS, Warszawa, 2014) oraz ogólną powierzchnię mieszkań w Ciechanowie (GUS).

W prognozie zapotrzebowania na energię cieplną do 2020 r. wykorzystano dane na temat prognozy ogólnej powierzchni użytkowych mieszkań [m<sup>2</sup>] w 2020 r. przyjmując jednocześnie, iż struktura zużycia paliw na cele grzewcze, nie zmieni się znacząco do 2020r. oraz zapotrzebowanie na energię cieplną na m<sup>2</sup> również nie zmieni się znacznie w okresie prognozy.

### ***Przyszły popyt na ciepło systemowe.***

Dostawcą energii cieplnej jest Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Ciechanowie.

Miejski system ciepłowniczy tworzą: ciepłownia centralna wytwarzająca ciepło w postaci wody gorącej i pary technologicznej na bazie mialu węglowego, sieci ciepłne o łącznej długości 56,503 km (54,48km sieci wodnej oraz 2,023km sieci parowych), oraz węzły ciepłne.

Ponadto w eksploatacji PEC są trzy kotłownie lokalne na paliwo gazowe, zlokalizowane poza zasięgiem sieci ciepłych.

W Planie Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Ciechanów określono zużycie ciepła sieciowego w roku 2020 z podziałem na poszczególne sektory.

**Tabela nr 20. Zużycie ciepła sieciowego oraz emisja dwutlenku węgla [Mg CO<sub>2</sub>] w 2020 roku na terenie miasta Ciechanów.**

Sektor – 2020r.	Zużycie ciepła [GJ]	Emisja [Mg CO <sub>2</sub> ]
Przemysł	169 530,92	15 935,91
Budynki mieszkalne	314 523,70	29 565,23
Użyteczność publiczna	45 310,24	4 259,16
Handel i Usługi	59 079,85	5 553,51
<b>Razem</b>	<b>588 444,71</b>	<b>55 313,80</b>

(źródło: opracowanie CDE, na podstawie danych z Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej)

### ***Popyt na energię elektryczną.***

Dystrybucją energii elektrycznej na terenie miasta zajmuje się „Energa-Operator” S.A. Oddział w Płocku. Zasilanie z krajowego systemu elektroenergetycznego odbywa się za pomocą linii napowietrznych wysokiego napięcia 110 kV. Za ich pośrednictwem energia elektryczna dostarczana jest do 3 Głównych Punktów Zasilających. Na sieć elektroenergetyczną w Ciechanowie składają się:

- ✓ linie zasilające - rozdzielcze średniego napięcia 15 kV, w tym 99,9 km linii kablowych i 73,5 km linii napowietrznych,
- ✓ stacje transformatorowe 15/0,4 kV; w tym 110 sztuk wewnętrznych i 63 sztuki słupowe,
- ✓ linie niskiego napięcia 0,4 kV, w tym 234,6km linii kablowych i 149,8 km linii napowietrznych,
- ✓ przyłącza elektroenergetyczne - kablowe o łącznej długości 10,1km i napowietrzne o łącznej długości 47,7 km.

Obecny stan sieci energetycznej na terenie Ciechanowa jest dobry. Istniejące urządzenia zaspokajają potrzeby odbiorców w zakresie wykorzystywanych mocy i parametrów napięcia.

Aktualne wykorzystanie transformatorów i linii niskiego napięcia zapewnia możliwość naturalnego wzrostu mocy przez istniejących odbiorców. Sieć średniego napięcia wykorzystywana jest w stopniu umożliwiającym jej dalszą rozbudowę i podłączanie nowych stacji transformatorowych. W przypadku pojawienia się odbiorców zgłaszających zapotrzebowanie na moc rzędu kilku MW, wystąpi konieczność rozbudowy istniejących GPZ lub budowy nowych. Dla odbiorców wymagających zwiększonej pewności zasilania niezbędna jest rozbudowa linii SN w celu zasilania drugostronnego.

W 2014 roku na terenie Miasta Ciechanów łączne zużycie energii wyniosło 148 836,59 MWh, co obrazuje poniższa tabela.

W Planie Gospodarki Niskoemisyjnej zawarto prognozę zużycia energii elektrycznej do roku 2020. Została ona przeprowadzona w oparciu o „Politykę energetyczną Polski do 2030 roku” stanowiącą załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.

W dokumencie tym oszacowano średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jako 2,68% rocznie.

**Tabela nr 21. Zużycie energii elektrycznej oraz emisja dwutlenku węgla [Mg CO<sub>2</sub>] w roku 2020 na terenie miasta Ciechanów – prognoza.**

Sektor	Zużycie MWh	MWh Emisja [Mg CO <sub>2</sub> ]
Przemysł	99 440,02	80 745,30
Handel i Usługi	14 998,29	12 178,61
Budynki mieszkalne	59 993,17	48 714,45
<b>Razem</b>	<b>174 431,48</b>	<b>141 638,37</b>

(źródło: opracowanie CDE)

Prognozowany wzrost zużycia energii w Ciechanowie wiąże się między innymi ze wzrostem zasobu mieszkaniowego na terenie miasta. Odnotowany oraz prognozowany wzrost średniego zużycia energii przez jednego odbiorcę wiąże się z koniecznością podjęcia szeregu działań promocyjnych, mających na celu wzbudzenie potencjału świadomości ekologicznej mieszkańców, między innymi częstszego zastosowania urządzeń energooszczędnych.

Biorąc pod uwagę powyższe dane i wyliczenia należy stwierdzić, że popyt na dostawę energii cieplnej oraz produkcję energii elektrycznej a zatem i na efekty projektu ma charakter wzrostowy.

Zakres projektu modernizacji centralnego źródła ciepła PEC w Ciechanowie obejmuje budowę układu wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE (biomasa). Produktami pracy układu kogeneracyjnego będą: energia cieplna oraz energia elektryczna.

Budowa instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE, zapewni zastosowanie nowoczesnych technologii w produkcji energii cieplnej i elektrycznej. Projekt przyczyni się do rozwoju infrastruktury energetycznej, unowocześnienia źródła energii cieplnej, podniesie sprawność wytwarzania energii w kogeneracji, zmniejszy zużycie paliw kopalnych do produkcji energii cieplnej, przyniesie poprawę warunków eksploatacji źródła ciepła, a dzięki zastosowaniu technologii przyjaznej środowisku, przyczyni się do poprawy komfortu życia mieszkańców miasta i regionu.

Rozpatrywany alternatywny wariant inwestycji nie ma wpływu na zmiany popytu w zakresie dostawy energii cieplnej i elektrycznej przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie.

## 7.2 Analiza opcji - zakres i metodyka analizy.

Dokonując wyboru odpowiednich rozwiązań technicznych i technologicznych kierowano się przede wszystkim zwiększeniem jakości wykonywanych usług produkcji energii cieplnej oraz dostosowaniem źródła ciepła do przyszłych norm emisyjnych. Jednocześnie wysoki poziom świadczonych usług jest niezbędnym warunkiem, by spółka mogła osiągnąć rzeczywistą efektywność techniczną i kosztową. Kolejnym kryterium, które wzięte zostało pod uwagę, jest kryterium ekonomiczne. Konieczność uwzględnienia tego kryterium wynika z rosnącej konkurencji oraz kapitałochłonności tego typu inwestycji. Elementem istotnym w wyborze

optymalnej opcji z punktu widzenia powodzenia realizacji inwestycji była możliwość ubiegania się o środki zewnętrzne na współfinansowanie przedsięwzięcia, w tym przede wszystkim możliwość finansowania projektu z instrumentów bezzwrotnych.

Analiza opcji polega na przeanalizowaniu różnych wariantów realizacji inwestycji. W opracowaniu przyjęto następujące dwa warianty:

**Wariant I - modernizacja istniejącej ciepłowni poprzez budowę układu wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE (biomasa) w oparciu o kocioł parowy (25bar) o mocy 6,0MW wraz z turbiną parową o mocy 0,5MW<sub>el</sub> sprzęgniętą trójfazowym generatorem synchronicznym.**

**Wariant II - modernizacja istniejącej ciepłowni poprzez budowę układu wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem miału węglowego w oparciu o kocioł parowy (25bar) o mocy 6,0MW wraz z turbiną parową o mocy 0,5MW<sub>el</sub> sprzęgniętą trójfazowym generatorem synchronicznym.**

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

W obu wariantach zakłada się realizację przedsięwzięcia na terenie obecnej ciepłowni przy ul. Tysiąclecia 18 w Ciechanowie. Wybór lokalizacji wiąże się z istniejącą infrastrukturą techniczną ciepłowni oraz systemem przesyłu i dystrybucji energii cieplnej w Ciechanowie. Nie ma uzasadnienia technicznego oraz ekonomicznego, aby planowane przedsięwzięcie zlokalizować w innym miejscu niż teren obecnej ciepłowni.

Planowany parowy kocioł opalany biomasą wraz z turbiną lub zespołem turbin, będzie usytuowany w nowym budynku dobudowanym do istniejącej centralnej ciepłowni. Ze względu na rodzaj opału niezbędna jest realizacja magazynu przykotłowego oraz właściwego magazynu opału.

W związku z posiadaną przez Przedsiębiorstwo koncesją na produkcję energii elektrycznej, podczas realizacji niniejszego projektu zakłada się rozbudowę istniejącego układu wyprowadzenia mocy elektrycznej z istniejącego silnika gazowego oraz przebudowę stacji trafo i wykorzystanie tych instalacji do wyprowadzenia mocy i sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w kogeneracji z OZE.

Planowane przedsięwzięcie zakwalifikowano do mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko (dokładny opis w rozdziale 9. „Analiza oddziaływania na środowisko”). Planowane przedsięwzięcie zlokalizowane jest poza obszarami Natura 2000 oraz poza innymi formami ochrony przyrody. Z uwagi na odległość od najbliższych ww. obszarów nie przewiduje się negatywnego oddziaływania przedsięwzięcia na gatunki i siedliska oraz naruszenia spójności sieci Natura 2000. Z tego powodu rozpatrywanie różnych wariantów lokalizacji inwestycji pod względem oddziaływania na środowisko nie znajduje uzasadnienia.

#### **7.4 Analiza strategiczna – zidentyfikowanie najbardziej korzystnych rozwiązań (analiza jakościowa).**

**Wariant I - modernizacja istniejącej ciepłowni poprzez budowę układu wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE (biomasa) w oparciu o kocioł parowy (25bar) o mocy 6,0MW wraz z turbiną parową o mocy 0,5MW<sub>el</sub> sprzęgniętą trójfazowym generatorem synchronicznym.**

Wariant optymalny, z punktu widzenia Beneficjenta, ma on prowadzić nie tylko do rozwiązania bieżącego problemu, ale również do rozwoju i podnoszenia standardów prowadzonej działalności. Wszystkie zrealizowane w ramach niniejszej inwestycji zadania będą spełniać przewidziane prawem standardy jakościowe. Wariant ten umożliwia dywersyfikację paliw z uwagi na zastosowanie biomasy jako paliwa.

Realizacja projektu poprawi niezawodność techniczną źródła poprzez zastosowanie wysokosprawnej technologii produkcji energii cieplnej i elektrycznej w skojarzeniu, zapewni bezpieczeństwo dostaw energii cieplnej. Dzięki tym działaniom zwiększy się niezależność energetyczna Wnioskodawcy oraz wzrosną przychody Spółki dzięki sprzedaży nadmiaru wyprodukowanej energii elektrycznej do Zakładu Energetycznego.

Nastąpi również poprawa jakości powietrza w regionie poprzez ograniczenie emisji szkodliwych związków, w tym zmniejszy emisje gazów dwutlenku węgla.

**Wariant II - modernizacja istniejącej ciepłowni poprzez budowę układu wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem mialu węglowego w oparciu o kocioł parowy (25bar) o mocy 6,0MW wraz z turbiną parową o mocy 0,5MW<sub>el</sub> sprzęgniętą trójfazowym generatorem synchronicznym.**

Jest to wariant, w którym zaproponowano zastosowanie układu kogeneracyjnego w oparciu o spalanie mialu węgla kamiennego - kocioł o mocy 6,0MW oraz turbiny 0,5MW<sub>el</sub> sprzęgniętych trójfazowym generatorem synchronicznym.

W porównaniu do wariantu I w wyniku realizacji projektu uzyskamy redukcję emisji zanieczyszczeń wynikającą tylko ze zwiększenia sprawności zastosowanego kotła. Jest to wartość znikoma.

## 7.5 Analiza rozwiązań technologicznych (analiza opcji ilościowa).

**Tabela nr 22. Charakterystyka źródła ciepła po modernizacji – wariant I - Budowa kotła parowego (25bar) o mocy 6,0 MW opalanego biomasą "pracującego" w podstawie" (300-350 dni w roku) wraz z turbiną 0,5 MWel pracującą w sezonie grzewczym.**

Oznaczenie	J.m.	Stan istniejący	Po modernizacji W I	Zmiana
Moc kotłów wodnych opalanych węglem (moc paleniska 3xWR-25)	MW	87,07	87,07	-
Moc kotłów parowych opalanych węglem (moc paleniska 3xOR10)	MW	19,5	19,50	-
Ilość kotłów (miat węglowy)	szt.	6	6	-
Moc cieplna kotła parowego (moc paleniska)	Biomasa	MWth	7,0	7,0
Moc netto kotła parowego		MW	6,0	6,0
Sprawność kotła parowego		%	86,00%	86,00%
Turbina	Biomasa	szt.	1	1
Moc turbiny		MW <sub>el</sub>	0,5	0,5
Sprawność turbiny		%	91,00%	91,00%
Całkowita moc kotłów	MW	106,57	113,55	6,98
w tym kogeneracja parowa	MW	7,0	7,0	0
Rodzaj paliwa	biomasa	%	28,2%	28,2%
	miat węglowy	%	71,8%	71,8%
Średnia wartość opałowa	biomasa	GJ/Mg	9,000	9,000
	miat węglowy	GJ/Mg	22,78	22,78
Zużycie paliwa	biomasa	Mg/rok	23 822,72	23 822,72
	miat węglowy	Mg/rok	33 444,63	33 444,63
Energia w paliwie - razem	GJ/rok	758 923,76	760 591,89	1 668,13
Energia w paliwie - biomasa	GJ/rok	-	214 404,45	214 404,45
Energia w paliwie - miat węglowy	GJ/rok	758 923,76	546 187,44	212 736,32
Produkcja energii cieplnej - razem Centralna Ciepłownia	GJ/rok	625 446,94	625 446,94	-
Produkcja energii cieplnej wodnej	GJ/rok	498 157,00	498 157,00	-
Produkcja energii cieplnej parowej	GJ/rok	127 289,94	127 289,94	-
Zakup energii cieplnej wodnej	GJ/rok	39 611,00	39 611,00	-
Energia cieplnej produkcja CC + zakup energii	GJ/rok	665 057,94	665 057,94	-
Energia cieplna wytworzona - produkcja	miat węglowy	GJ/rok	450 125,93	175 321,01
Energia cieplna wytworzona - kocioł biomasa	biomasa	GJ/rok	175 321,01	175 321,01
Energia elektryczna wytworzona produkcja	biomasa	MWh/rok	2 518,56	2 518,56
Energia elektryczna na potrzeby własne kogeneracji	biomasa	MWh/rok	226,67	226,67
Energia elektryczna na potrzeby własne ciepłowni CC	GJ/rok	2 319,68	2 319,68	-
Sprzedaż energii elektrycznej	MWh/rok	-	511,28	511,28
Zakup energii elektrycznej	MWh/rok	2 319,68	539,07	1 780,61
Energia cieplna na potrzeby własne	GJ/rok	3 932,10	3 932,10	-
Sprzedaż energii cieplnej wodnej	GJ/rok	449 042,01	449 042,01	-
Sprzedaż energii cieplnej parowej	GJ/rok	127 289,94	127 289,94	-
Straty przesyłu sieć wodna	GJ/rok	81 425,09	81 425,09	-
Sprawność wytwarzania (produkcji) - ogółem	%	82,41%	83,4%	1,0%
Sprawność wytwarzania (produkcji) - kotły	miat węglowy	%	82,4%	-
Sprawność wytwarzania (produkcji) - kocioł parowy	biomasa	%	86,0%	86,0%
Sprawność przesyłu (sprzedaż e.w./e. dostarczona do sieci)	%	84,65%	84,7%	-
Zainstalowane kotły/turbiny	-	3xWR-25-M (2x29+1*29,07MW) + 3xOR-10 (3*6,5MW)	3xWR-25-M (2x29+1*29,07MW) + 3xOR-10 (3*6,5MW) + 1x 6,0MW 2,5MPa(para biomasa) + turbina parowa 1x0,5 MW <sub>el</sub>	kocioł parowy 1x6,0 MW 2,5MPa+ turbina parowa 1x0,5 MW <sub>el</sub>

**Tabela nr 23. Produkcja energii po modernizacji-wariant W I Budowa kotła parowego (25bar) o mocy 6,0 MW opalanego biomasą "pracującego" w podstawie" (300-350 dni w roku) wraz z turbiną 0,5 MWeł pracującą w sezonie grzewczym.**

Miesiąc	Zużycie opału		Energia chemiczna w paliwie			Wartość opałow		Produkcja energii cieplnej			Straty ciepła	Potrzeby własne	Produkcja energii cieplnej		Sprawność produkcji		Całkowita produkcja energii w kogeneracji	Produkcja energii cieplnej w kogeneracji	Sprawność pracy turbiny	Serwis	Ilość godzin pracy	Moc turbiny	Produkcja energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej - netto	Obciążenie kotła parowego	Obciążenie turbiny	Dni w miesiącu	Sprawność produkcji energii elektrycznej odniesio na do energii w paliwie biomasa	Sprawność kogeneracji
	Miał	Biomasa	Razem	Biomasa	Miał	Miał	Biomasa	Wodna	Parowa	Razem			Miał - kotły	Biomasa - kogeneracja	Miał - kotły wodne	Biomasa - kogeneracja													
-	Mg	Mg	GJ	GJ	GJ	GJ/Mg	GJ/Mg	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	%	%	GJ	GJ	%	godzin/m-c	godzin/m-c	MWeł	MWh	MWh	%	%		%	%
I	4 793,08	2 055,52	127 708,68	18 499,65	109 209,03	22,78	9,000	90 462,00	14 123,62	104 585,62	12 385,63	853,20	90 001,73	14 583,89	82,41%	86,00%	15 909,70	14 583,89	91,00%	7,44	736,56	0,50	368,28	335,13	100,00%	100,0%	31	6,52%	85,36%
II	4 037,69	1 856,60	108 707,04	16 709,36	91 997,68	22,78	9,000	75 883,00	13 107,00	88 990,00	7 499,76	718,50	75 817,46	13 172,54	82,41%	86,00%	14 370,05	13 172,54	91,00%	6,72	665,28	0,50	332,64	302,70	100,00%	100,0%	28	6,52%	85,36%
III	2 724,29	2 055,52	80 571,79	18 499,65	62 072,14	22,78	9,000	53 657,00	12 082,00	65 739,00	7 420,81	532,30	51 155,11	14 583,89	82,41%	86,00%	15 909,70	14 583,89	91,00%	7,44	736,56	0,50	368,28	335,13	100,00%	100,0%	31	6,52%	85,36%
IV	2 067,25	1 989,21	65 004,51	17 902,88	47 101,63	22,78	9,000	42 081,00	10 850,00	52 931,00	7 955,44	256,70	38 617,56	14 113,44	82,41%	86,00%	15 396,48	14 113,44	91,00%	7,20	712,80	0,50	356,40	324,32	100,00%	100,0%	30	6,52%	85,36%
V	581,45	2 055,52	31 747,91	18 499,65	13 248,26	22,78	9,000	19 232,00	7 595,90	26 827,90	4 050,80	155,60	10 918,20	15 909,70	82,41%	86,00%	15 909,70	15 909,70	0,00%	7,44	736,56	0,00	0,00	0,00	100,00%	0,0%	31	0,00%	0,00%
VI	80,50	1 609,88	16 323,17	14 488,91	1 834,26	22,78	9,000	6 838,00	7 134,12	13 972,12	3 721,56	34,30	1 511,65	12 460,47	82,41%	86,00%	12 460,47	12 460,47	0,00%	7,20	712,80	0,00	0,00	0,00	80,93%	0,0%	30	0,00%	0,00%
VII	185,62	2 055,52	22 728,87	18 499,65	4 229,23	22,78	9,000	9 828,00	9 567,10	19 395,10	3 724,97	29,00	3 485,40	15 909,70	82,41%	86,00%	15 909,70	15 909,70	0,00%	7,44	736,56	0,00	0,00	0,00	100,00%	0,0%	31	0,00%	0,00%
VIII	83,96	2 055,52	20 412,59	18 499,65	1 912,95	22,78	9,000	7 196,00	10 290,20	17 486,20	3 734,07	26,50	1 576,50	15 909,70	82,41%	86,00%	15 909,70	15 909,70	0,00%	7,44	736,56	0,00	0,00	0,00	100,00%	0,0%	31	0,00%	0,00%
IX	735,65	1 989,21	34 664,35	17 902,88	16 761,47	22,78	9,000	18 755,00	10 455,00	29 210,00	5 997,28	108,60	13 813,52	15 396,48	82,41%	86,00%	15 396,48	15 396,48	0,00%	7,20	712,80	0,00	0,00	0,00	100,00%	0,0%	30	0,00%	0,00%
X	2 010,72	2 055,52	64 313,30	18 499,65	45 813,66	22,78	9,000	42 195,00	10 145,00	52 340,00	7 816,29	236,80	37 756,11	14 583,89	82,41%	86,00%	15 909,70	14 583,89	91,00%	7,44	736,56	0,50	368,28	335,13	100,00%	100,0%	31	6,52%	85,36%
XI	2 997,03	1 989,21	86 189,44	17 902,88	68 286,56	22,78	9,000	59 948,00	10 442,00	70 390,00	8 917,41	389,90	56 276,56	14 113,44	82,41%	86,00%	15 396,48	14 113,44	91,00%	7,20	712,80	0,50	356,40	324,32	100,00%	100,0%	30	6,52%	85,36%
XII	3 674,42	2 055,52	102 220,24	18 499,65	83 720,59	22,78	9,000	72 082,00	11 498,00	83 580,00	8 201,07	590,70	68 996,11	14 583,89	82,41%	86,00%	15 909,70	14 583,89	91,00%	7,44	736,56	0,50	368,28	335,13	100,00%	100,0%	31	6,52%	85,36%
	23 971,66	23 822,72	760 591,89	214 404,45	546 187,44			498 157,00	127 289,94	625 446,94	81 425,09	3 932,10	450 125,93	175 321,01			184 387,83	175 321,01		87,60	8 672,40		2 518,56	2 291,89	98,4%	58,3%	365,00	6,52%	85,36%



**Tabela nr 24. Charakterystyka źródła ciepła po modernizacji - wariant II - Budowa kotła parowego (25bar) o mocy 6,0 MW opalanego miałem węglowym "pracującego" w podstawie" (300-350 dni w roku) wraz z turbiną 0,5 MWel pracującą w sezonie grzewczym.**

Oznaczenie	J.m.	Przed modernizacją	Po modernizacji W II	Zmiana
Moc kotłów wodnych opalanych węglem (moc paleniska 3xWR-25)	MW	87,07	87,07	-
Moc kotłów parowych opalanych węglem (moc paleniska 3xOR10)	MW	19,50	19,50	-
Ilość kotłów (miat węglowy)	szt.	6	6	1
Moc cieplna kotła parowego (moc paleniska)	MWth	-	7,0	7,0
Moc netto kotła parowego	MW	-	6,0	6,0
Sprawność kotła parowego	%	-	86,00%	86,00%
Turbina	szt.	-	1	1
Moc turbiny	MW <sub>el</sub>	-	0,5	0,5
Sprawność turbiny	%	-	91,00%	91,00%
Całkowita moc kotłów	MW	106,57	113,55	7,0
w tym kogeneracja parowa	MW	-	7,0	7,0
Rodzaj paliwa	%	100,0%	100,0%	0,0%
Średnia wartość opałowa	GJ/Mg	22,785	22,785	-
Zużycie paliwa	Mg/rok	33 444,63	33 381,67	-62,96
Energia w paliwie - razem	GJ/rok	758 923,76	760 591,89	-1 668,13
Energia w paliwie - miat węglowy - kocioł para	GJ/rok	-	214 404,45	214 404,45
Energia w paliwie - miat węglowy	GJ/rok	758 923,76	546 187,44	212 736,32
Produkcja energii cieplnej - razem Centralna Ciepłownia	GJ/rok	625 446,94	625 446,94	-
Produkcja energii cieplnej wodnej	GJ/rok	498 157,00	498 157,00	-
Produkcja energii cieplnej parowej	GJ/rok	127 289,94	127 289,94	-
Zakup energii cieplnej wodnej	GJ/rok	39 611,00	39 611,00	-
Energia cieplnej produkcja CC + zakup energii	GJ/rok	665 057,94	665 057,94	-
Energia cieplna wytworzona - produkcja	GJ/rok	498 157,00	450 125,93	48 031,07
Energia cieplna wytworzona - kocioł nowy	GJ/rok	-	175 321,01	175 321,01
Energia elektryczna wytworzona produkcja	MWh/rok	-	2 518,56	2 518,56
Energia elektryczna na potrzeby własne kogeneracji	MWh/rok	-	226,67	226,67
Energia elektryczna na potrzeby własne ciepłowni CC	GJ/rok	2 319,68	2 319,68	-
Sprzedaż energii elektrycznej	MWh/rok	-	511,28	511,28
Zakup energii elektrycznej	MWh/rok	2 319,68	539,07	1 780,61
Energia cieplna na potrzeby własne	GJ/rok	3 932,10	3 932,10	-
Sprzedaż energii cieplnej wodnej	GJ/rok	449 042,01	449 042,01	-
Sprzedaż energii cieplnej parowej	GJ/rok	127 289,94	127 289,94	-
Straty przesyłu sieć wodna	GJ/rok	81 425,09	81 425,09	-
Sprawność wytwarzania (produkcji) - ogółem	%	82,41%	83,4%	1,0%
Sprawność wytwarzania (produkcji) - kotły istn.	%	82,41%	82,4%	-
Sprawność wytwarzania (produkcji) - kocioł parowy	%	-	86,0%	86,0%
Sprawność przesyłu (sprzedaż e.w./e. dostarczona do sieci)	%	84,65%	84,7%	-
Zainstalowane kotły/turbiny	-	3xWR-25-M (2x29+1*29,07MW) + 3xOR-10 (3*6,5MW)	3xWR-25-M (2x29+1*29,07MW) + 3xOR-10 (3*6,5MW) + 1x 6,0MW 2,5MPa(para biomasa) + turbina parowa 1x0,5 MW <sub>el</sub>	kocioł parowy 1x6,0 MW 2,5MPa+ turbina parowa 1x0,5 MW <sub>el</sub>

**Tabela nr 25. Produkcja energii po modernizacji-wariant W I Budowa kotła parowego (25bar) o mocy 6,0 MW opalanego miałem węglowym "pracującego " w podstawie" (300-350 dni w roku) wraz z turbiną 0,5 MWel pracującą w sezonie grzewczym.**

Miesiąc	Zużycie opału - Miał	Energia chemiczna w paliwie			Wartość opałowa - Miał	Produkcja energii cieplnej			Straty ciepła	Potrzeby własne	Produkcja energii cieplnej		Sprawność produkcji		Całkowita produkcja energii w kogeneracji	Produkcja energii cieplnej w kogeneracji	Sprawność pracy turbiny	Serwis	Ilość godzin pracy	Moc turbiny	Produkcja energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej - netto	Obciążenie kotła parowego	Obciążenie turbiny	Dni w miesiącu	Sprawność produkcji energii elektrycznej odniesiona do energii w paliwie - biomasa	Sprawność kogeneracji
		Razem	Miał - bociel parowy	Miał - kotły istniejące		Wodna	Parowa	Razem			Miał - kotły istniejące	Miał - kogeneracja	Miał - kotły istniejące	Miał - kogeneracja													
-	Mg	GJ	GJ	GJ	GJ/Mg	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	%	%	GJ	GJ	%	godzin/m-c	godzin/m-c	MWel	MWh	MWh	%	%		%	%
I	5 605,01	127 708,68	18 499,65	109 209,03	22,78	90 462,00	14 123,62	104 585,62	12 385,63	853,20	90 001,73	14 583,89	82,41%	86,00%	15 909,70	14 583,89	91,00%	7,44	736,56	0,50	368,28	335,13	100,00%	100,0%	31	6,52%	85,36%
II	4 771,05	108 707,04	16 709,36	91 997,68	22,78	75 883,00	13 107,00	88 990,00	7 499,76	718,50	75 817,46	13 172,54	82,41%	86,00%	14 370,05	13 172,54	91,00%	6,72	665,28	0,50	332,64	302,70	100,00%	100,0%	28	6,52%	85,36%
III	3 536,22	80 571,79	18 499,65	62 072,14	22,78	53 657,00	12 082,00	65 739,00	7 420,81	532,30	51 155,11	14 583,89	82,41%	86,00%	15 909,70	14 583,89	91,00%	7,44	736,56	0,50	368,28	335,13	100,00%	100,0%	31	6,52%	85,36%
IV	2 852,99	65 004,51	17 902,88	47 101,63	22,78	42 081,00	10 850,00	52 931,00	7 955,44	256,70	38 817,56	14 113,44	82,41%	86,00%	15 396,48	14 113,44	91,00%	7,20	712,80	0,50	356,40	324,32	100,00%	100,0%	30	6,52%	85,36%
V	1 393,39	31 747,91	18 499,65	13 248,26	22,78	19 232,00	7 595,90	26 827,90	4 050,80	155,60	10 918,20	15 909,70	82,41%	86,00%	15 909,70	15 909,70	0,00%	7,44	736,56	0,00	0,00	0,00	100,00%	0,0%	31	0,00%	0,00%
VI	716,41	16 323,17	14 488,91	1 834,26	22,78	6 838,00	7 134,12	13 972,12	3 721,56	34,30	1 511,65	12 460,47	82,41%	86,00%	12 460,47	12 460,47	0,00%	7,20	712,80	0,00	0,00	0,00	80,93%	0,0%	30	0,00%	0,00%
VII	997,55	22 728,87	18 499,65	4 229,23	22,78	9 828,00	9 567,10	19 395,10	3 724,97	29,00	3 485,40	15 909,70	82,41%	86,00%	15 909,70	15 909,70	0,00%	7,44	736,56	0,00	0,00	0,00	100,00%	0,0%	31	0,00%	0,00%
VIII	895,89	20 412,59	18 499,65	1 912,95	22,78	7 196,00	10 290,20	17 486,20	3 734,07	26,50	1 576,50	15 909,70	82,41%	86,00%	15 909,70	15 909,70	0,00%	7,44	736,56	0,00	0,00	0,00	100,00%	0,0%	31	0,00%	0,00%
IX	1 521,39	34 664,35	17 902,88	16 761,47	22,78	18 755,00	10 455,00	29 210,00	5 997,28	108,60	13 813,52	15 396,48	82,41%	86,00%	15 396,48	15 396,48	0,00%	7,20	712,80	0,00	0,00	0,00	100,00%	0,0%	30	0,00%	0,00%
X	2 822,65	64 313,30	18 499,65	45 813,66	22,78	42 195,00	10 145,00	52 340,00	7 816,29	236,80	37 756,11	14 583,89	82,41%	86,00%	15 909,70	14 583,89	91,00%	7,44	736,56	0,50	368,28	335,13	100,00%	100,0%	31	6,52%	85,36%
XI	3 782,77	86 189,44	17 902,88	68 286,56	22,78	59 948,00	10 442,00	70 390,00	8 917,41	389,90	56 276,56	14 113,44	82,41%	86,00%	15 396,48	14 113,44	91,00%	7,20	712,80	0,50	356,40	324,32	100,00%	100,0%	30	6,52%	85,36%
XII	4 486,35	102 220,24	18 499,65	83 720,59	22,78	72 082,00	11 498,00	83 580,00	8 201,07	590,70	68 996,11	14 583,89	82,41%	86,00%	15 909,70	14 583,89	91,00%	7,44	736,56	0,50	368,28	335,13	100,00%	100,0%	31	6,52%	85,36%
	33 381,67	760 591,89	214 404,45	546 187,44		498 157,00	127 289,94	625 446,94	81 425,09	3 932,10	450 125,93	175 321,01			184 387,83	175 321,01		87,60	8 672,40		2 518,56	2 291,89	98,4%	58,3%	365,00	3,80%	49,79%

**Tabela nr 26. Energia elektryczna po modernizacji wariant I, II – produkcja, zużycie i sprzedaż.**

Miesiąc	Zużycie energii elektrycznej -CC	Produkcja energii elektrycznej netto - biomasa	Sprzedaż energii elektrycznej	Zakup energii elektrycznej
-	MWh	MWh	MWh	MWh
I	363,43	335,13	0,00	28,29
II	297,61	302,70	5,10	0,00
III	225,64	335,13	109,50	0,00
IV	186,45	324,32	137,87	0,00
V	123,06	0,00	0,00	123,06
VI	87,27	0,00	0,00	87,27
VII	95,24	0,00	0,00	95,24
VIII	86,92	0,00	0,00	86,92
IX	118,29	0,00	0,00	118,29
X	191,26	335,13	143,87	0,00
XI	256,88	324,32	67,44	0,00
XII	287,63	335,13	47,50	0,00
	2 319,68	2 291,89	511,28	539,07

**Tabela nr 27. Emisje zanieczyszczeń – stan istniejący.**

EMISJE - dla stanu istniejącego									
RODZAJ OPALU	Zużycie opału		Substancja		Wskaźnik	Emisja roczna Mg/rok	Współczynnik toksyczności	Emisja Równoważna	
	m3/rok	Mg/rok	Jednostka	Rodzaj					
Miał węgla kamiennego	33 444,63		kg/Mg	SO2	6,64	222,20	1,00	222,200	339,996
			kg/Mg	Nox	4,00	133,78	0,50	66,889	
			kg/Mg	Pył	3,04	101,81	0,50	50,907	
			kg/Mg	CO	6,95	232,51	0,00	0,000	
			kg/Mg	CO2	2 003,88	67 019,00	0,00	0,000	
Energia elektryczna CC*	2 518,56		kg/MWh	SO2	0,844	2,13	1,00	2,126	3,264
			kg/MWh	Nox	0,850	2,14	0,50	1,070	
			kg/MWh	Pył	0,054	0,14	0,50	0,068	
			kg/MWh	CO	0,260	0,65	0,00	0,000	
			kg/MWh	CO2	806,0	2 029,96	0,00	0,000	
Razem - emisje				SO2	224,326		1,000	224,326	343,261
				Nox	135,919		0,500	67,960	
				Pył	101,949		0,500	50,975	
				CO	233,165		0,000	0,000	
				CO2	69 048,959		0,000	0,000	
								343,261	

\* - energia elektryczna brutto wyprodukowana z turbiny parowej .

\* - energia elektryczna brutto wyprodukowana z turbiny parowej.

**Tabela nr 28. EMISJE - Wariant I - Kocioł parowy 25bar 6,0MW wraz z turbiną 0,5MWe opalany biomasą**

Modernizacja - Wariant I - Kocioł parowy 25bar 6,0MW wraz z turbiną 0,5MWe opalany biomasą									
RODZAJ OPALU	Zużycie opału m3/rok    Mg/rok		Substancja		Wskaźnik	Emisja roczna Mg/rok	Współczynnik toksyczności	Emisja	
			Jednostka	Rodzaj				Równoważna	
Miał węgla kamiennego	23 971,66		kg/Mg	SO2	6,64	159,26	1,00	159,264	243,695
			kg/Mg	Nox	4,00	95,89	0,50	47,943	
			kg/Mg	Pył	3,04	72,98	0,50	36,488	
			kg/Mg	CO	6,95	166,65	0,00	0,000	
			kg/Mg	CO2	2 003,88	48 036,31	0,00	0,000	
Biomasa (zrębki)	23 822,72		kg/Mg	SO2	0,038	0,91	1,00	0,905	15,687
			kg/Mg	Nox	1,041	24,80	0,50	12,400	
			kg/Mg	Pył	5,000	4,76	0,50	2,382	
			kg/Mg	CO	0,137	3,26	0,00	0,000	
			kg/Mg	CO2	0,000	0,00	0,00	0,000	
Razem - emisje po modernizacji				SO2		160,169	1,000	160,169	259,382
				Nox		120,686	0,500	60,343	
				Pył		77,740	0,500	38,870	
				CO		169,917	0,000	0,000	
				CO2		48 036,308	0,000	0,000	
								259,382	

**Tabela nr 29. Redukcja zanieczyszczeń – WI.**

Substancja	Przed modernizacją	Po modernizacji - WI (biomasa)	Redukcja	
	Mg/rok	Mg/rok	Mg/rok	%
SO <sub>2</sub>	224,33	160,17	64,16	28,60%
Nox	135,92	120,69	15,23	11,21%
Pył	101,95	77,74	24,21	23,75%
CO	233,17	169,92	63,25	27,13%
CO <sub>2</sub>	69 048,96	48 036,31	21 012,65	30,43%
Emisja równoważna	343,26	259,38	83,88	24,44%

**Tabela nr 30. EMISJE - Wariant II - Kocioł parowy 25bar 6,0MW wraz z turbiną 0,5MWe opalany miałem węgla kamiennego.**

WARIANT II - Kocioł parowy 25bar 6,0MW wraz z turbiną 0,5MWe opalany miałem węgla kamiennego										
RODZAJ OPALU	Zużycie opału		Substancja		Wskaźnik	Emisja roczna Mg/rok	Współczynnik toksyczności	Emisja Równoważna		
	m3/rok	Mg/rok	Jednostka	Rodzaj						
Miał węgla kamiennego	33 381,67		kg/Mg	SO2	6,64	221,78	1,00	221,782		
			kg/Mg	Nox	4,00	133,53	0,50	66,763		
			kg/Mg	Pył	3,04	101,62	0,50	50,811		
			kg/Mg	CO	6,95	232,07	0,00	0,000		
			kg/Mg	CO2	2 003,88	66 892,84	0,00	0,000		
Razem - emisje po modernizacji								339,356		
					SO2		221,78	1,00	221,782	
					Nox		133,53	0,50	66,763	
					Pył		101,62	0,50	50,811	
					CO		232,07	0,00	0,000	
					CO2		66 892,84	0,00	0,000	339,356
								339,3564		

**Tabela nr 31. Redukcja zanieczyszczeń – WII.**

Substancja	Przed modernizacją	Po modernizacji - WII (miał)	Redukcja	
	Mg/rok	Mg/rok	Mg/rok	%
SO <sub>2</sub>	224,33	221,78	2,54	1,13%
Nox	135,92	133,53	2,39	1,76%
Pył	101,95	101,62	0,33	0,32%
CO	233,17	232,07	1,09	0,47%
CO <sub>2</sub>	69 048,96	66 892,84	2 156,12	3,12%
Emisja równoważna	343,26	339,36	3,90	1,14%

Obliczenia emisji zanieczyszczeń wykonano dla następujących założeń:

- wskaźniki emisji dla stanu istniejącego oraz dla spalania mialu węgla kamiennego na podstawie danych Inwestora wynikających z prowadzonych pomiarów emisji zanieczyszczeń.
- wskaźniki emisji zanieczyszczeń w przypadku spalania biomasy przyjęto na podstawie materiałów informacyjno -instruktażowych Ministerstwa Ochrony Środowiska , Zasobów Naturalnych i Leśnictwa nr 1/96 "Wskaźniki emisji substancji zanieczyszczających wprowadzanych do powietrza z procesów energetycznego spalania paliw
- wskaźniki emisji zanieczyszczeń dla energii elektrycznej przyjęto na podstawie dokumentu: "Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NOX, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych

## 7.6 Oszacowanie kosztów i przychodów dla wybranych rozwiązań.

Tabela nr 32. Nakłady inwestycyjne – wariant I

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2019	2020
<b>1</b>	<b>Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych</b>	<b>450,00</b>	<b>400,00</b>	<b>50,00</b>
1.1	Projekt budowy nowego budynku elektrociepłowni. Budowa hali kotła parowego na biomasę oraz turbinę , technologia kotłowni i instalacje wewnętrzne kotłowni, instalacje zewnętrzne, magazyn przygotowania i składowania biomasy.	450,00	400,00	50,00
1.2	Projekt rozbudowy i adaptacji linii kablowej 15 kV wraz ze stacją transformatorową			
<b>2</b>	<b>Budowa elektrociepłowni na potrzeby wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE.</b>	<b>14 600,00</b>	<b>0,00</b>	<b>14 600,00</b>
2.1	Budowa budynku ciepłowni - hala kotła parowego 6,0MW wraz z turbiną 0,5Mw el opalanego biomasą wraz z instalacjami wewnętrznymi.	1 200,00	0,00	1 200,00
2.2	Dostawa i montaż kotła parowego 6,0 MW i ciśnieniu 25 bar, opalanego biomasą, układu transportu biomasy do kotła: podłoga ruchoma, rozdrabniacz paliwa, sita, podajniki, Dostawa i montaż instalacji odpylania; filtr workowy, wentylatory.	5 000,00	0,00	5 000,00
2.3	Dostawa i montaż turbiny parowej o mocy elektrycznej 0,5 MW zasilanej z kotła parowego i sprzęgniętej trójfazowym generatorem synchronicznym.	2 500,00	0,00	2 500,00
2.4	Dostawa i montaż układu odpopielania: podajnik do usuwania popiołów, kanały do usuwania popiołów, kontener oraz osadnik mułu.	800,00	0,00	800,00
2.5	Dostawa i montaż systemu odprowadzenia spalin, przewody kominowe: komin i czopuch.	800,00	0,00	800,00
2.6	Instalacja technologiczno - hydrauliczna kotła parowego na biomasę: system pomp oraz wymienników, odgazowywacz, systemy podgrzewu wody ekonimizera, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje. Połączenie z istniejącą pompownią.	1 000,00	0,00	1 000,00
2.7	Układ automatyki i zasilania urządzeń kotła parowego na biomasę: rozdzielnice zasilające – sterownicze, czujniki, sondy, okablowanie. Wykonanie instalacji elektrycznych, AKPiA wraz z rozbudową istniejącej stacji transformatorowej i wyprowadzeniem mocy. Próby, rozruch, uruchomienia systemu.	1 000,00	0,00	1 000,00
2.8	Budowa magazynu biomasy - roboty konstrukcyjne i ogólnobudowlane. Magazyn wraz z podłogą ruchomą oraz zakup maszyn do przygotowania i podawania paliwa.	1 700,00	0,00	1 700,00
2.9	Zagospodarowanie terenu kotłowni i magazynu opału: roboty budowlane dróg dojazdowych. p.poż, oświetlenie zewnętrzne.	600,00	0,00	600,00
<b>3</b>	<b>Nadzór , prowadzenie i rozliczenie inwestycji</b>	<b>300,00</b>	<b>0,00</b>	<b>300,00</b>
<b>4</b>	<b>Promocja projektu</b>	<b>4,00</b>	<b>2,00</b>	<b>2,00</b>
<b>OGÓŁEM NAKŁADY :</b>		<b>15 354,00</b>	<b>402,00</b>	<b>14 952,00</b>

**Tabela nr 33. Nakłady inwestycyjne – wariant II**

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2019	2020
<b>1</b>	<b>Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych</b>	<b>370,00</b>	<b>320,00</b>	<b>50,00</b>
1.1	Projekt budowy nowego budynku elektrociepłowni. Budowa hali kotła parowego opalanego miałem węglowym oraz turbinę , technologia kotłowni i instalacje wewnętrzne kotłowni, instalacje zewnętrzne.	370,00	320,00	50,00
1.2	Projekt rozbudowy i adaptacji linii kablowej 15 kV wraz ze stacją transformatorową			
<b>2</b>	<b>Budowa elektrociepłowni na potrzeby wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem mialu węglowego</b>	<b>12 450,00</b>	<b>0,00</b>	<b>12 450,00</b>
2.1	Budowa budynku - hala kotła parowego 6,0MW wraz z turbiną 0,5Mw el opalanego miałem węglowym wraz z instalacjami wewnętrznymi.	1 200,00	0,00	1 200,00
2.2	Dostawa i montaż kotła parowego (25bar) opalanego miałem węgla kamiennego o mocy 1x6,0 MW.	4 500,00	0,00	4 500,00
2.3	Dostawa i montaż turbiny parowej o mocy elektrycznej 0,5 MW zasilanej z kotła parowego i sprzęgniętej trójfazowym generatorem synchronicznym.	2 500,00	0,00	2 500,00
2.4	Dostawa i montaż instalacji paleniskowej kotła: ruszt taśmowy, instalacja powietrza podmuchowego pierwotnego i wtórnego, instalacja recyrkulacji saplin. Instalacja odzyskania i odprowadzenia pyłów. Dostawa i montaż kompletnej instalacji redukcji NOx, instalacji odpylania spalin. Czopuch i podłączenie do istniejącego komina.	2 250,00	0,00	2 250,00
2.5	Instalacja technologiczno – hydrauliczna kotła parowego: system pomp oraz wymienników, odgazowywacz, systemy podgrzewu wody kondensator, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje. Połączenie z istniejącą pompownią.	700,00	0,00	700,00
2.6	Układ automatyki i zasilania urządzeń kotła parowego: rozdzielnice zasilające – sterownicze, czujniki, sondy, okablowanie. Wykonanie instalacji elektrycznych, AKPiA wraz z rozbudową istniejącej stacji transformatorowej i wyprowadzeniem mocy. Próby, rozruch, uruchomienia systemu.	1 000,00	0,00	1 000,00
2.7	Zagospodarowanie terenu nowej części kotłowni: roboty budowlane dróg dojazdowych. p.poż, oświetlenie zewnętrzne.	300,00	0,00	300,00
<b>3</b>	<b>Nadzór , prowadzenie i rozliczenie inwestycji</b>	<b>250,00</b>	<b>0,00</b>	<b>250,00</b>
<b>4</b>	<b>Promocja projektu</b>	<b>4,00</b>	<b>2,00</b>	<b>2,00</b>
<b>OGÓŁEM NAKŁADY :</b>		<b>13 074,00</b>	<b>322,00</b>	<b>12 752,00</b>

**Tabela nr 34. Sprzedaż energii i przychody – wariant I -zestawienie lata 2018-2034**

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Moc zamówiona	MW/m-c	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332
	energii wodnej	GJ	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042
	energii parowej	GJ	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	Żł/GJ	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para	Żł/GJ	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42
	<b>Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej</b>	<b>TYS. PLN</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>
5	Produkcja brutto energii elektrycznej - turbina	MWh	0	0	0	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519
6	Potrzeby własne - turbina	MWh	0	0	0	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
7	Potrzeby własne CC	MWh	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320
	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	0	0	0	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511
	Zakup energii elektrycznej na potrzeby CC	MWh				539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539
	Cena jednostkowa za energię elektryczną	Żł/MWh	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172
	Cena jednostkowa za zieloną energię elektryczną	Żł/MWh	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
8	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	0	0	0	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
	<b>PRZYCHODY OGÓŁEM</b>	<b>TYS PLN</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>	<b>28 498</b>

**Tabela nr 35. Sprzedaż energii i przychody – wariant II -zestawienie lata 2018-2034**

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Moc zamówiona	MW/m-c	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60	78,60
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332	576 332
	energii wodnej	GJ	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042	449 042
	energii parowej	GJ	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290	127 290
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	Żł/GJ	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para	Żł/GJ	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42
	<b>Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej</b>	<b>TYS. PLN</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>
5	Produkcja brutto energii elektrycznej - turbina	MWh	0	0	0	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519	2 519
6	Potrzeby własne - turbina	MWh	0	0	0	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
7	Potrzeby własne CC	MWh	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320	2 320
8	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	0	0	0	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511
9	Zakup energii elektrycznej na potrzeby CC	MWh				539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539
10	Cena jednostkowa za energię elektryczną	Żł/MWh	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172
11	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	0	0	0	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
	<b>PRZYCHODY OGÓŁEM</b>	<b>TYS PLN</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 158</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>	<b>28 246</b>



**Tabela nr 36. Koszty eksploatacyjne - produkcja energii cieplnej - wariant I.**

Lp.	Wyszczególnienie	Przed modernizacją - 2017 rok	2018	2021
1	2	3	4	8
A.	<b>Koszty stałe przed modernizacją- w tym:</b>	<b>15 411 217</b>	<b>15 411 217</b>	<b>15 411 217</b>
A1.	Amortyzacja	3 427 095	3 427 095	3 427 095
A2.	Pozostałe koszty stałe	11 984 121	11 984 121	11 984 121
B.	<b>Dodatkowe koszty stałe po modernizacji - w tym :</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	653 733
B1.	Amortyzacja od nowego majątku (stanowiąca koszt uzyskania przychodu)	0	0	653 733
<b>Razem koszty stałe:</b>		<b>15 411 217</b>	<b>15 411 217</b>	<b>16 064 949</b>
C1.	Paliwo z transportem	9 136 977	12 407 958	12 705 120
C2.	Energia elektryczna	709 544	709 544	164 890
C3.	Zakup ciepła	542 831	542 831	542 831
C4.	Woda i ścieki	141 400	141 400	141 400
C5.	Opłata za gospodarcze korzystanie ze środowiska, w tym:	288 298	288 298	230 022
C5.1.	za emisję zanieczyszczeń (SO <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , pył, Nox) z produkcji energii cieplnej	238 483	238 483	180 208
C6.	Serwis- instalacja kogeneracji biomasowej	0	0	0
C8.	Pozostałe koszty	0	0	0
<b>Razem koszty zmienne:</b>		<b>10 819 050</b>	<b>14 090 030</b>	<b>13 784 263</b>
<b>C. Koszty ogółem:</b>		<b>26 230 266</b>	<b>29 501 247</b>	<b>29 849 212</b>
<b>D. Przychody ogółem:</b>		<b>28 158 349</b>	<b>28 158 349</b>	<b>28 498 145</b>
	Przychody woda	24 031 009	24 031 009	24 031 009
	Przychody para	4 127 340	4 127 340	4 127 340
	Przychody energia elektryczna	0	0	339 796
<b>E.Wynik brutto [zł]</b>		<b>1 928 082</b>	<b>-1 342 898</b>	<b>-1 351 067</b>

**Tabela nr 37. Koszty eksploatacyjne - produkcja energii cieplnej - wariant II.**

Lp.	Wyszczególnienie	Przed modernizacją - 2017 rok	2018 rok	2021
1	2	3	4	8
A.	<b>Koszty stałe przed modernizacją- w tym:</b>	<b>15 411 217</b>	<b>15 411 217</b>	<b>15 411 217</b>
A1.	Amortyzacja	3 427 095	3 427 095	3 427 095
A2.	Pozostałe koszty stałe	11 984 121	11 984 121	11 984 121
B.	<b>Dodatkowe koszty stałe po modernizacji - w tym :</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	533 182
B1.	Amortyzacja od nowego majątku (stanowiąca koszt uzyskania przychodu)	0	0	533 182
<b>Razem koszty stałe:</b>		<b>15 411 217</b>	<b>15 411 217</b>	<b>15 944 399</b>
C1.	Paliwo z transportem	9 136 977	12 407 958	12 384 600
C2.	Energia elektryczna	709 544	709 544	164 890
C3.	Zakup ciepła	542 831	542 831	542 831
C4.	Woda i ścieki	141 400	141 400	141 400
C5.	Opłata za gospodarcze korzystanie ze środowiska, w tym:	288 298	288 298	<b>285 585</b>
C5.1.	za emisję zanieczyszczeń (SO2, CO2, pył, Nox) z produkcji energii cieplnej	238 483	238 483	<b>235 771</b>
C6.	Serwis- instalacja kogeneracji biomasowej	0	0	0
C8.	Pozostałe koszty	0	0	0
<b>Razem koszty zmienne:</b>		<b>10 819 050</b>	<b>14 090 030</b>	<b>13 519 306</b>
<b>C. Koszty ogółem:</b>		<b>26 230 266</b>	<b>29 501 247</b>	<b>29 463 705</b>
<b>D. Przychody ogółem:</b>		<b>28 158 349</b>	<b>28 158 349</b>	<b>28 246 289</b>
	Przychody woda	24 031 009	24 031 009	24 031 009
	Przychody para	4 127 340	4 127 340	4 127 340
	Przychody energia elektryczna	0	0	87 940
<b>E.Wynik brutto [zł]</b>		<b>1 928 082</b>	<b>-1 342 898</b>	<b>-1 217 416</b>

**Tabela nr 38. Prognoza uprawnień emisji CO<sub>2</sub> - zestawienie lata 2017-2034 - wariant I**

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Emisja CO <sub>2</sub> -przydzielona wielkość emisji	Mg/rok	16 561	13 608	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766
2	Emisja rzeczywista CO <sub>2</sub>	Mg/rok	67 019	67 019	67 019	<b>48 036</b>	48 036	48 036	48 036	48 036	48 036	48 036	48 036	48 036	48 036	48 036	48 036	48 036	48 036
3	Nadwyżka/niedobór emisji CO <sub>2</sub> do - po uwzględnieniu inwestycji	Mg/rok	-50 458	-53 411	-56 253	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270	-37 270
4	Cena jednostkowa ze sprzedaży emisji CO <sub>2</sub>	PLN/Mg	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
5	Przychód/koszt zakupu uprawnień	Tys. PLN	-2 119	-2 243	-2 363	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565	-1 565

**Tabela nr 39. Prognoza uprawnień emisji CO<sub>2</sub> - zestawienie lata 2017-2034 - wariant II**

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Emisja CO <sub>2</sub> -przydzielona wielkość emisji	Mg/rok	16 561	13 608	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766	10 766
2	Emisja rzeczywista CO <sub>2</sub>	Mg/rok	67 019	67 019	67 019	<b>66 893</b>	66 893	66 893	66 893	66 893	66 893	66 893	66 893	66 893	66 893	66 893	66 893	66 893	66 893
3	Nadwyżka/niedobór emisji CO <sub>2</sub> do - po uwzględnieniu inwestycji	Mg/rok	-50 458	-53 411	-56 253	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127	-56 127
4	Cena jednostkowa ze sprzedaży emisji CO <sub>2</sub>	PLN/Mg	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
5	Przychód/koszt zakupu uprawnień	Tys. PLN	-2 119	-2 243	-2 363	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357	-2 357

## 7.7 Finansowe i ekonomiczne porównanie rozważanych opcji.

Tabela nr 40. Zużycie opału – porównanie wariantów.

Lp	Wyszczególnienie	Rodzaj opału	Jednostka	Przed modernizacją 2017r.	Wariant I	Wariant II
	Zużycie opału	miał	Mg/rok	33 444,63	23 971,66	33 381,67
		biomasa	Mg/rok	0,00	23 822,72	0,00
	Cena jednostkowa	miał - cena średnioroczna	PLN/Mg	273,20	371,00	371,00
		miał - cena grudzień 2017.		371,00	371,00	371,00
		biomasa	PLN/Mg	-	160,00	160,00
	Koszt opału	miał	PLN	9 136 976,88	8 893 485,19	12 384 599,50
		biomasa	PLN	0,00	3 811 634,64	0,00
		<b>RAZEM</b>	<b>PLN</b>	<b>9 136 976,88</b>	<b>12 705 119,83</b>	<b>12 384 599,50</b>

Tabela nr 41. Nakłady i koszty – porównanie wariantów

Lp	Wyszczególnienie	Wariant I	Wariant II
1	Nakłady inwestycyjne [tys. PLN netto]	15 354,00	13 074,00
2	Koszty eksploatacyjne [tys. PLN netto]	29 849,21	29 463,70

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

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

Tabela nr 42. Emisja bazowa CO<sub>2</sub> - stan istniejący 2017r.

Nośnik energii	Zużycie 2017r.	Wartość opałowa paliwa (*) [Gj/Mg]	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> (*) [kg/Gj]	Emisja bazowa E1 [Mg/rok]
Miał węglowy [Mg/rok]	9 336,8	22,78	94,93	20 195,1
Energia elektryczna [MWh/rok]	2 518,6	-	806,0	2 030,0
<b>Σ</b>				<b>22 225,0</b>

(\*) - wartość opałową paliwa - dla miału węglowego przyjęto rzeczywistą, dla biomasy wartość opałową przyjęto przewidywaną. Wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> przyjęto na podstawie dokumentu: "Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2014 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2017"

- wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> dla energii elektrycznej przyjęto na podstawie dokumentu: "Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2016 rok".

Tabela nr 43. Emisja docelowa CO<sub>2</sub> oraz redukcja- wariant I

Nośnik energii	Ilość spalonego paliwa [Mg/rok]	Wartość opałowa paliwa (*) [Gj/Mg]	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> (*) [kg/Gj]	Emisja docelowa E2 [Mg/rok]
Biomasa	23 822,7	9,00	0,00	0,0

### Redukcja emisji gazów cieplarnianych - Wariant I

Emisja bazowa E1 [Mg/rok]	Emisja docelowa E2 [Mg/rok]	Redukcja emisji CO <sub>2</sub> [Mg/rok]	Redukcja emisji CO <sub>2</sub> [%]
22 225,0	0,0	22 225,0	100,0%

**Tabela nr 44. Emisja docelowa CO<sub>2</sub> oraz redukcja- wariant II**

Nośnik energii	Ilość spalonego paliwa [Mg/rok]	Wartość opałowa paliwa (*) [Gj/Mg]	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> (*) [kg/Gj]	Emisja docelowa E2 [Mg/rok]
Miał węglowy	9 410,0	22,78	94,93	20 353,4

**Redukcja emisji gazów cieplarnianych - Wariant II**

Emisja bazowa E1 [Mg/rok]	Emisja docelowa E2 [Mg/rok]	Redukcja emisji CO <sub>2</sub> [Mg/rok]	Redukcja emisji CO <sub>2</sub> [%]
22 225,0	20 353,4	1 871,6	8,4%

**Redukcja emisji PM<sub>10</sub>.**

**Tabela nr 45. Emisja bazowa PM<sub>10</sub> - stan istniejący 2017r.**

Nośnik energii	Zużycie 2017r.	Wskaźnik emisji pyłu [kg/Mg, kg/MWh]	Emisja pyłu PM <sub>10</sub> bazowa E1 [Mg/rok]
Miał węglowy [Mg/rok]	9 336,8	3,0	26,1
Energia elektryczna [MWh/rok]	2 518,6	0,054	0,1
Σ			26,2

**Tabela nr 46. Emisja docelowa PM<sub>10</sub> oraz redukcja - wariant I**

Nośnik energii	Ilość spalonego paliwa [Mg/rok]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/Mg]	Emisja pyłu PM <sub>10</sub> docelowa E2 [Mg/rok]
Biomasa	23 822,7	5,0	4,4

**Redukcja emisji PM<sub>10</sub> - Wariant I**

Emisja bazowa E1 [Mg/rok]	Emisja docelowa E2 [Mg/rok]	Redukcja emisji pyłu PM <sub>10</sub> [Mg/rok]	Redukcja emisji pyłu PM <sub>10</sub> [%]
26,2	4,4	21,9	83,3%

**Tabela nr 47. Emisja docelowa PM<sub>10</sub> oraz redukcja - wariant II.**

Nośnik energii	Ilość spalonego paliwa [Mg/rok]	Wskaźnik emisji pyłu [kg/Mg]	Emisja pyłu PM <sub>10</sub> docelowa E2 [Mg/rok]
Miał węglowy	9 410,0	3,0	25,9

**Redukcja emisji PM<sub>10</sub> - Wariant II**

Emisja bazowa E1 [Mg/rok]	Emisja docelowa E2 [Mg/rok]	Redukcja emisji pyłu PM <sub>10</sub> [Mg/rok]	Redukcja emisji pyłu PM <sub>10</sub> [%]
26,2	25,9	0,3	1,1%

Wskaźniki emisji pyłu dla energii elektrycznej przyjęto na podstawie dokumentu: "Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2016 rok".

W obu wariantach realizacja przedmiotowego projektu nie ingeruje negatywnie w środowisko naturalne. Obiekt znajduje się na terenie zurbanizowanym, na którym nie występują żadne okazy fauny i flory, które wymagałyby ochrony. Ponadto funkcjonowanie obiektu nie zagrazi wodom gruntowym. Zakres inwestycji i zastosowane rozwiązania techniczne nie wywierają negatywnego wpływu na środowisko przyrodnicze, zdrowie ludzi, zagospodarowanie działki.

Biorąc pod uwagę charakter i zakres przedsięwzięcia nie przewiduje się wystąpienia niekorzystnych oddziaływań na klimat i zmiany klimatu. Również zmiany klimatu nie będą miały wpływu na planowane przedsięwzięcie.

Ciechanów zlokalizowany jest na terenie określonym przez geologów jako asejsmiczny oraz na terenie nie zagrożonym powodzią. Konstrukcja budynku kotłowni uwzględnia ryzyko wystąpienia niepożądanych zjawisk pogodowych, zatem inwestycja będzie odporna na zjawiska atmosferyczne w postaci wichur czy huraganów.

Na etapie realizacji nie przewiduje się naruszenia siedlisk gatunków, zagrożonych wymarciem ani wprowadzenia do ekosystemu gatunków inwazyjnych (obcych), które mogłyby negatywnie wpłynąć na zachowanie różnorodności.

Projektowane przedsięwzięcie w fazie realizacji i eksploatacji nie niesie za sobą ryzyka wystąpienia poważnej awarii związanej z używanymi materiałami i technologią robót.

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

Do realizacji przyjęto wariant, który niesie najwięcej korzyści pod względem finansowym, pod względem ekonomicznym, ekologicznym oraz technicznie możliwym do zrealizowania.

W tabeli nr. 40 przedstawiono porównanie wskaźników rezultatu dla omawianych wariantów. Do porównań wykorzystano wskaźniki rezultatu zgodnie z zapisami Regulaminu konkursu dla RPO WM 2014-2020 *Działanie 4.2 Efektywność energetyczna, typ projektów – Budowa lub przebudowa jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji.*

Wariant alternatywny, czyli wariant II jest wariantem, który nie powoduje zmniejszenia emisji zanieczyszczeń. W porównaniu do wariantu I w wyniku realizacji projektu uzyskamy redukcję emisji zanieczyszczeń wynikającą tylko ze zwiększenia sprawności zastosowanego kotła. Jest to wartość znikoma.

**Tabela nr 48. Porównanie wskaźników rezultatu.**

Lp.	Rezultaty przedsięwzięcia	J.m.	Wariant I	Wariant II
Efekty energetyczne				
1	Oszczędność energii pierwotnej	kWh/rok	15 048 221	5 682 480
		GJ/rok	54 174	20 457
Efekty ekologiczne				
2	Szacowana redukcja emisji CO <sub>2</sub>	Mg/rok	22 225,0	1 871,6
		%	100,0%	8,4%
3	Szacowana redukcja emisji pyłów PM10	Mg/rok	21,9	0,3
		%	83,3%	1,1%

**Tabela nr 49. Charakterystyka źródła ciepła – porównanie wariantów**

Wielkość	jm.	Stan istniejący	Wariant I	Wariant II
Moc źródła w paliwie	MW	106,57	113,55	113,55
Rodzaj paliwa		Miał	Miał + biomasa	Miał
Zużycie paliwa				
biomasa	Mg/rok	0,00	23 822,72	0,00
miał węglowy	Mg/rok	33 444,63	23 971,66	33 381,67
Energia w paliwie	GJ/rok	758 923,76	760 591,89	760 591,89
Energia cieplna wytworzona-produkcja	GJ/rok	625 446,94	625 446,94	625 446,94
Energia elektryczna – produkcja	MWh/rok	0,00	2 518,56	2 518,56

**Tabela nr 50. Porównanie alternatywnych wariantów.**

Wyszczególnienie	Jednostka	Wariant I - realizacja	Wariant II
<b>KRYTERIA - KORZYŚCI EKOLOGICZNE I TECHNOLOGICZNE</b>			
Redukcja emisji CO <sub>2</sub>	Mg/rok	22 225,0	1 871,6
	%	100,0%	8,4%
Redukcja emisji PM10	Mg/rok	21,9	0,3
	%	83,3%	1,1%
Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej	MWh/rok	15 048,22	5 682,48
	GJ/rok	54 173,60	20 456,93
Moc zainstalowana	MW	113,55	113,55
Sprawność wytwarzania - miał	%	82,41%	82,41%
Sprawność wytwarzania para- WI (biomasa) /WII miał	%	86,00%	86,00%
Sprawność wytwarzania - ogółem	%	83,42%	83,42%
Produkcja energii cieplnej	GJ/rok	625 446,94	625 446,94
Sprzedaż energii cieplnej	GJ/rok	576 331,95	576 331,95
Produkcja energii elektrycznej brutto	MWh/rok	2 518,56	2 518,56
Sprzedaż energii elektrycznej	MWh/rok	511,28	511,28
Zakup energii elektrycznej	MWh/rok	539,07	539,07
<b>KRYTERIUM - KORZYŚCI EKONOMICZNE</b>			
Koszt inwestycyjny	tys. PLN	15 354,00	13 074,00
Koszty eksploatacyjne, w tym:	tys. PLN	29 849,21	29 463,70
- koszty zużycia energii elektrycznej	tys. PLN	164,89	164,89
- opłaty środowiskowe	tys. PLN	230,02	285,59
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	tys. PLN	28 158,35	28 158,35
Sprzedaż energii elektrycznej	tys. PLN	339,80	87,94
Oszczędności kosztów z tytułu opłat środowiskowych	tys. PLN	58,28	2,71
<b>KRYTERIUM - FINANSOWANIE INWESTYCJI</b>			
Źródła finansowania inwestycji		<b>15 354,00</b>	<b>13 074,00</b>
- dotacja z UE	tys. PLN	6 022,00	4 882,00
- pożyczka z NFOŚiGW/WFOŚiGW	tys. PLN	7 796,60	6 884,60
- środki własne	tys. PLN	1 535,40	1 307,40

**Tabela nr 51. Porównanie alternatywnych wariantów**

Kryterium	WARIANT I	WARIANT II
Kryterium - warunki techniczne realizacji oraz nakłady inwestycyjne	2	3
Kryterium - korzyści ekologiczne	4	1
Kryterium - korzyści ekonomiczne	2	2
Kryterium - dostępność opału (paliwa)	1	1
Kryterium - finansowanie inwestycji	2	2
<b>Razem</b>	<b>11</b>	<b>9</b>



### **Kryterium - warunki techniczne realizacji oraz nakłady inwestycyjne.**

Pod względem warunków technicznych realizacji oba warianty są porównywalne. Zaproponowane moce kotłów dostosowane są do istniejącego zapotrzebowania na ciepło, szczególnie w okresie letnim. Moc kotła (w obu wariantach) jest tak dobrana by kocioł pracował z maksymalnym 100% obciążeniem w sezonie grzewczym oraz z jak największym obciążeniem w sezonie letnim. W obu wariantach turbina parowa w okresie letnim nie pracuje.

Zaprojektowany układ pracy związany jest z koniecznością zapewnienia stabilnych warunków pracy układów kogeneracyjnych (szczególnie z uwagi na zachowanie sprawności wymaganej przy wysokosprawnej kogeneracji 75% średniorocznie).

Aby utrzymać wymagana sprawność należy dążyć do równomiernej produkcji energii cieplnej w cyklu dobowym. W tym celu można wykorzystać pojemności układu sieciowego. Podwyższenie temperatury wody sieciowej o 1°C, w ciągu godziny pozwala zakumulować ok. 0,3-0,35 MWh energii cieplnej.

W wariantcie I warunki techniczne realizacji projektu wymagają większego nakładu pracy i środków w porównaniu do wariantu II. Dotyczy to konieczności budowy magazynu biomasy oraz ruchomej podłogi, natomiast w wariantcie wykorzystującym miał jako paliwo wykorzystuje się istniejący skład opału. Konieczność budowy magazynu opału oraz układu podawania biomasy do kotła wiąże się z większymi nakładami finansowymi na projektowany wariant I. W związku z czym zaproponowany układ z wykorzystaniem miału jako paliwa (wariant II) jest w rozpatrywanym kryterium korzystniejszy.

### **Kryterium - korzyści ekologiczne**

Pod względem ekologicznym najkorzystniejszy jest wariant I przyjęty do modernizacji. W przyjętym wariantcie przewiduje się wykorzystanie biomas jako paliwa, czego efektem jest redukcja emisji CO<sub>2</sub> oraz redukcja emisji PM<sub>10</sub>.

Zaproponowane warianty I i II dotyczą wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu. Takie wytwarzanie prowadzi do zmniejszenia zużycia energii pierwotnej, która jest lepsza, niż byłoby to w oddzielonej produkcji. Do produkcji tych samych ilości energii elektrycznej i ciepła zużywa się mniej paliwa, niż w przypadku produkcji rozdzielonej, co w efekcie pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie paliw i zmniejszenie globalnej emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery.

### **Kryterium - korzyści finansowo-ekonomiczne**

Pod względem przyszłych korzyści finansowo-ekonomicznych korzystniej prezentuje się wariant I. W obu wariantach nastąpi wzrost planowanych kosztów produkcji energii cieplnej (wzrost kosztów zmiennych - wzrost cen opału, wzrost kosztów stałych - amortyzacja od nowego majątku). Korzystniejszy pod względem finansowym będzie wariant I, związane jest to ze wzrostem dochodu z tytułu sprzedaży energii elektrycznej produkowanej z OZE.

### Kryterium – dostępność opału (paliwa)

W przypadku dostaw miału węgla kamiennego oraz biomasy, Inwestor ogłasza przetargi otwarte na wybór dostawcy tego paliwa.

Jak opisano wcześniej po modernizacji Elektrociepłownia stanie się źródłem wielopaliwowym, co postawi Inwestora w bardzo korzystnej sytuacji – nie będzie on zależny od jednego rodzaju paliwa.

### Kryterium – finansowanie inwestycji

W przypadku tego kryterium w obu wariantach można uzyskać dofinansowania ze środków RPO WM 2014-2020 *Działanie 4.2 Efektywność energetyczna, typ projektów – Budowa lub przebudowa jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji*.

Na dzień dzisiejszy w przypadku obu zaprezentowanych powyżej wariantów inwestycyjnych, dostępne będą również środki na poziomie krajowym w postaci pożyczki z NFOŚiGW/WFOŚiGW.

Przy założeniu uzyskania maksymalnej dotacji ze środków UE, pozostałe koszty poniesie Inwestor (środki własne, pożyczka z NFOŚiGW/WFOŚiGW). Biorąc powyższe pod uwagę wariant I będzie korzystniejszy ze względu na niższe koszty po stronie Inwestora.

Analizując powyższą tabelę lista rankingowa poszczególnych wariantów (pod względem korzyści) przedstawiałaby się następująco:

- Wariant I,
- Wariant II,

Przeprowadzono analizę opcji przy wykorzystaniu metody DGC. Warianty inwestycyjne (Wariant I i Wariant II) porównano metodą dynamicznego kosztu jednostkowego i na tej podstawie dokonano wyboru wariantu efektywnego ekonomicznie.

**Warianty porównano metodą dynamicznego kosztu jednostkowego. Jako miary rezultatu przyjęto redukcję emisji równoważnej SO<sub>2</sub>, redukcję emisji CO<sub>2</sub> oraz koszt produkcję ciepła i energii elektrycznej.**

$$DGC = p_{EE} = \frac{\sum_{t=0}^{t=n} \frac{KI_t + KE_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^{t=n} \frac{EE_t}{(1+i)^t}}.$$

$KI_t$  – nakłady inwestycyjne poniesione w danym roku;

$KE_t$  – koszty eksploatacyjne poniesione w danym roku;

$i$  – stopa dyskontowa;

$t$  – rok, przyjmuje wartości od 0 do n, gdzie 0 jest rokiem, w którym ponosimy pierwsze koszty, natomiast n jest ostatnim rokiem, działania instalacji.

**EEt – miara rezultatu np. redukcja emisji równoważnej SO<sub>2</sub>, redukcja emisji CO<sub>2</sub>, produkcja ciepła i energii elektrycznej**

**Tabela nr 52. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> i kosztu produkcji - WARIANT I**

Rok	Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne	Koszty eksploatacyjne	Zdyskontowane Ki+Ke	Redukcja emisji równoważnej	Zdyskontowana redukcja emisji równoważnej	DCG SO <sub>2</sub>	Redukcja emisji CO <sub>2</sub>	Zdyskontowana redukcja emisji CO <sub>2</sub>	DCG CO <sub>2</sub>	Produkcja ciepła i energii elektrycznej	Zdyskontowana produkcja ciepła i energii elektrycznej	DCG koszt produkcji
1	4,00%	Ki	Ke										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>PO MODERNIZACJI</b>													
1		15 354 000,00	<b>596 984 248,05</b>	8 321 876 624,48	1 677,57	22 798,74	365 014,73	420 253,02	5 711 375,68	1 457,07	12 690 275,12	172 464 980,29	48,25
20													

1	0,96	612 338 248,05	588 786 776,97		1 613,05			404 089,44			12 202 187,62		
2	0,92		566 141 131,70		1 551,01			388 547,54			11 732 872,71		
3	0,89		544 366 472,79		1 491,35			373 603,40			11 281 608,37		
4	0,85		523 429 300,76		1 434,00			359 234,04			10 847 700,36		
5	0,82		503 297 404,58		1 378,84			345 417,35			10 430 481,11		
6	0,79		483 939 812,09		1 325,81			332 132,07			10 029 308,76		
7	0,76		465 326 742,40		1 274,82			319 357,76			9 643 566,12		
8	0,73		447 429 560,00		1 225,78			307 074,76			9 272 659,73		
9	0,70		430 220 730,77		1 178,64			295 264,20			8 916 018,97		
10	0,68		413 673 779,58		1 133,31			283 907,88			8 573 095,16		
11	0,65		397 763 249,60		1 089,72			272 988,35			8 243 360,73		
12	0,62		382 464 663,08		1 047,81			262 488,80			7 926 308,40		
13	0,60		367 754 483,73		1 007,51			252 393,07			7 621 450,38		
14	0,58		353 610 080,51		968,76			242 685,65			7 328 317,68		
15	0,56		340 009 692,79		931,50			233 351,58			7 046 459,30		
16	0,53		326 932 396,92		895,67			224 376,52			6 775 441,64		
17	0,51		314 358 073,96		861,22			215 746,66			6 514 847,73		
18	0,49		302 267 378,81		828,10			207 448,71			6 264 276,66		
19	0,47		290 641 710,39		796,25			199 469,91			6 023 342,94		
20	0,46		279 463 183,07		765,62			191 797,99			5 791 675,91		
			<b>8 321 876 624,48</b>		<b>22 798,74</b>			<b>5 711 375,68</b>			<b>172 464 980,29</b>		

**Tabela nr 53. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> i kosztu produkcji - WARIANT II.**

Rok	Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne	Koszty eksploatacyjne	Zdyskontowane Ki+Ke	Redukcja emisji równoważnej	Zdyskontowana redukcja emisji równoważnej	DCG SO <sub>2</sub>	Redukcja emisji CO <sub>2</sub>	Zdyskontowana redukcja emisji CO <sub>2</sub>	DCG CO <sub>2</sub>	Produkcja ciepła i energii elektrycznej	Zdyskontowana produkcja ciepła i energii elektrycznej	DCG koszt produkcji
1	4,00%	Ki	Ke										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
PO MODERNIZACJI													
1		13 074 000,00	589 274 092,06	8 186 107 144,36	78,08	1 061,16	7 714 293,70	43 122,48	586 048,57	13 968,31	12 690 275,12	172 464 980,29	47,47
20													

1	0,96	602 348 092,06	579 180 857,75	75,08	41 463,92	12 202 187,62
2	0,92		556 904 670,91	72,19	39 869,16	11 732 872,71
3	0,89		535 485 260,49	69,41	38 335,73	11 281 608,37
4	0,85		514 889 673,55	66,74	36 861,28	10 847 700,36
5	0,82		495 086 224,57	64,18	35 443,53	10 430 481,11
6	0,79		476 044 446,70	61,71	34 080,32	10 029 308,76
7	0,76		457 735 044,90	59,34	32 769,54	9 643 566,12
8	0,73		440 129 850,87	57,05	31 509,17	9 272 659,73
9	0,70		423 201 779,68	54,86	30 297,28	8 916 018,97
10	0,68		406 924 788,16	52,75	29 132,00	8 573 095,16
11	0,65		391 273 834,77	50,72	28 011,54	8 243 360,73
12	0,62		376 224 841,12	48,77	26 934,17	7 926 308,40
13	0,60		361 754 654,92	46,89	25 898,24	7 621 450,38
14	0,58		347 841 014,35	45,09	24 902,16	7 328 317,68
15	0,56		334 462 513,80	43,36	23 944,38	7 046 459,30
16	0,53		321 598 570,96	41,69	23 023,44	6 775 441,64
17	0,51		309 229 395,15	40,09	22 137,93	6 514 847,73
18	0,49		297 335 956,88	38,54	21 286,47	6 264 276,66
19	0,47		285 899 958,54	37,06	20 467,76	6 023 342,94
20	0,46		274 903 806,29	35,64	19 680,54	5 791 675,91
			8 186 107 144,36	1 061,16	586 048,57	172 464 980,29

Analiza opcji przeprowadzona przy wykorzystaniu metody DGC wykazała, że spośród zaprezentowanych wyżej wariantów, w świetle przyjętych na wstępie analizy kryteriów (głównie ekologicznych) **Wariant I**, który jest przedmiotem niniejszego Studium Wykonalności **jest wariantem bardziej efektywnym** (najniższy dynamiczny koszt jednostkowy redukcji CO<sub>2</sub>). Koszt jednostkowy produkcji ciepła w obu porównywanych wariantach kształtuje się na zbliżonym poziomie. Realizacja projektu w wybranym wariantcie podniesie sprawność produkcji energii cieplnej, zapewni niezawodność techniczną, poprawi rentowność przedsiębiorstwa. Efektem będzie poprawa jakości powietrza w regionie, dzięki ograniczeniu emisji zanieczyszczeń.

**Analizę wielokryterialną** przeprowadzono w następujących etapach:

- ✓ wyznaczenie celów,
- ✓ przypisanie wag do celów,
- ✓ określenie kryteriów oceny do celów,
- ✓ analiza oddziaływania na podstawie kryteriów,
- ✓ oszacowanie skutków interwencji – punkty,
- ✓ zsumowanie ocen punktowych, wskazanie najlepszego wariantu

**Tabela nr 54. Porównanie wariantów pod względem przyjętych celów.**

Wariant realizacji	Cel	Kryterium	Waga	Punkty	Wpływ	Suma
Wariant I	Zwiększenie przychodów spółki - wzrost przychodów odniesiony do produkcji energii elektrycznej - PLN/MWh	trwałość	0,2	0	0	9,7
		niski koszt		4	0,8	
		wielkość		4	0,8	
	Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej - odniesiony do produkcji energii elektrycznej - PLN/MWh	trwałość	0,3	4	1,2	
		niski koszt		1	0,3	
		wielkość		4	1,2	
	Redukcja gazów cieplarnianych (CO2) odniesiony do produkcji energii elektrycznej	trwałość	0,3	4	1,2	
		niski koszt		4	1,2	
		wielkość		4	1,2	
	Zdyskontowany jednostkowy koszt produkcji	trwałość	0,2	3	0,6	
		niski koszt		3	0,6	
		wielkość		3	0,6	
Wariant II	Zwiększenie przychodów spółki - wzrost przychodów odniesiony do produkcji energii elektrycznej - PLN/MWh	trwałość	0,2	0	0	7,7
		niski koszt		2	0,4	
		wielkość		2	0,4	
	Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej - odniesiony do produkcji energii elektrycznej - PLN/MWh	trwałość	0,3	4	1,2	
		niski koszt		2	0,6	
		wielkość		3	0,9	
	Redukcja gazów cieplarnianych (CO2) odniesiony do produkcji energii elektrycznej	trwałość	0,3	3	0,9	
		niski koszt		2	0,6	
		wielkość		1	0,3	
	Zdyskontowany jednostkowy koszt produkcji	trwałość	0,2	4	0,8	
		niski koszt		4	0,8	
		wielkość		4	0,8	

Oszacowanie skutków interwencji odbywa się na zasadzie określania wpływu kryteriów oceny na osiągnięcie założonych celów w projekcie, wg zasady:

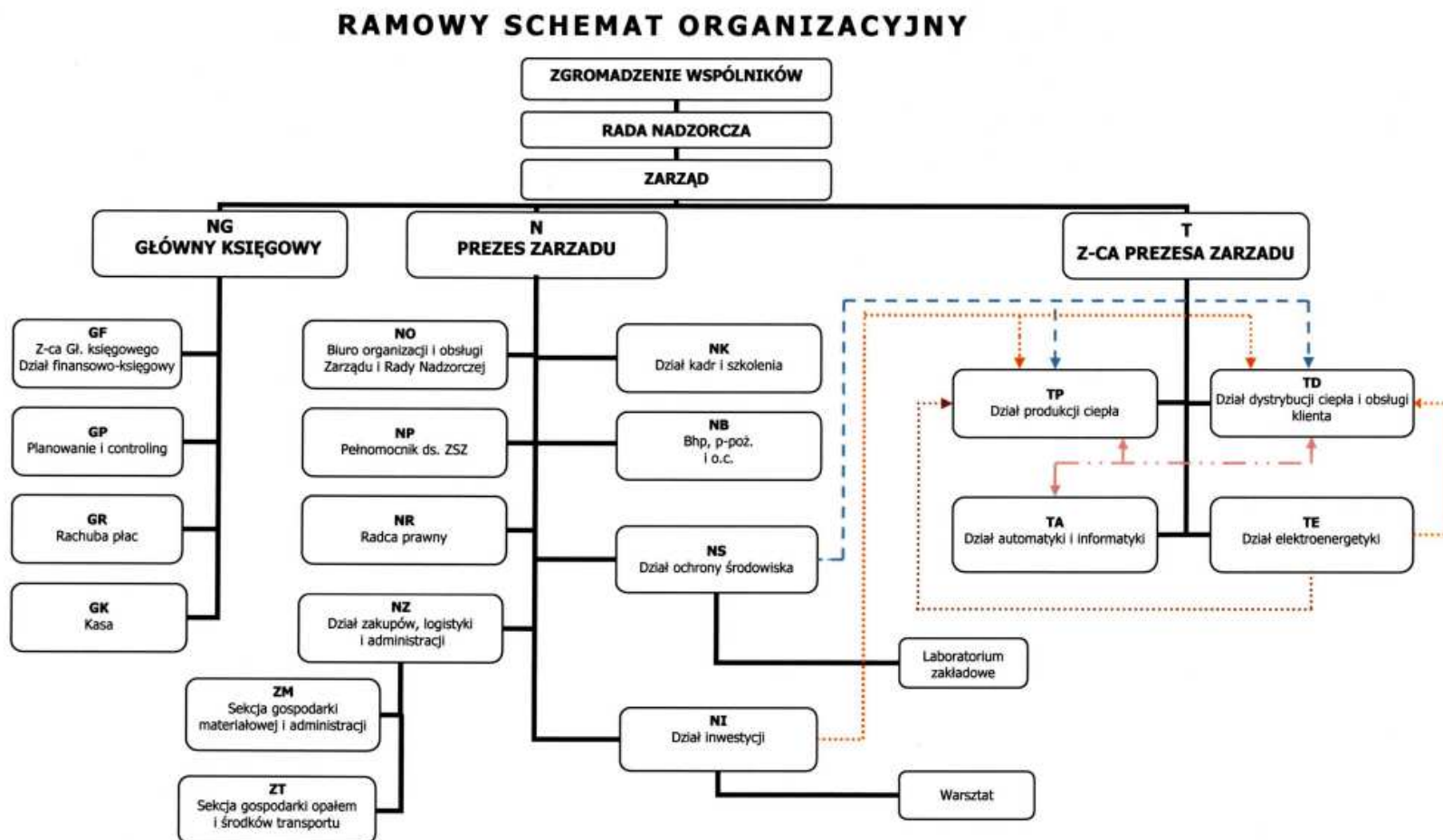
- ✓ 0 punktów - brak wpływu
- ✓ 1 punkt - niewielki wpływ
- ✓ 2 punkty - umiarkowany wpływ
- ✓ 3 punkty - istotny wpływ
- ✓ 4 punkty - bardzo duży wpływ.

**Optymalnym wariantem realizacji projektu jest Wariant I.**

## 8. Analiza instytucjonalna w tym trwałość projektu.

## 8.1 Struktura organizacyjna systemu z uwzględnieniem podziału kompetencji, współzależności, odpowiedzialności i struktura własności; opis techniczny systemu zarządzanego przez beneficjenta

Tabela nr 55. Struktura organizacyjna Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Spółka z o.o.



## 8.2 Organizacja i zasoby personalne

Realizacja projektu nie spowoduje zmian w istniejącej strukturze organizacyjnej systemu. Obecną strukturę organizacyjną przedstawiono w pkt. 7.1.

### Zasoby personalne

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

Tabela nr 56. Zasoby personalne – zatrudnienie w 2017r.

L.p.	Wyszczególnienie	Koniec poprzedniego roku obrotowego 2017 Liczba osób
1	Prezes	1
2	Stanowiska biurowe	16
3	Inspektorzy i stanowiska techniczne	28
4	Stanowiska robotnicze	79
<b>Razem</b>		<b>124</b>

## 8.3 Wykonalność instytucjonalna projektu. Status prawny beneficjenta

Beneficjentem projektu i instytucją odpowiedzialną za realizację przedsięwzięcia będzie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o.

W obrębie struktur Przedsiębiorstwa możliwe będzie utworzenie Zespołu Realizującego Projekt. Biorąc pod uwagę specyfikę zadań inwestycyjnych zawartych w Projekcie, przewiduje się, iż nad prawidłową realizacją i zarządzaniem projektem czuwać będzie Inżynier Kontraktu, wyłoniony w drodze przetargu. W skład zespołu Inżyniera Kontraktu wchodziły będą osoby (specjaliści) odpowiedzialni za poszczególne branże oraz zadania.

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

### Zespół Realizujący Projekt

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



**Tabela nr 57. Zespół realizujący projekt.**

Stanowisko	Proponowany zakres zadań
Kierownik projektu – osoba oddelegowana do realizacji projektu z ramienia instytucji odpowiedzialnej za jego realizację	<ul style="list-style-type: none"> <li>- odpowiedzialność za wszystkie działania realizowane w ramach projektu, w szczególności za osiągnięcia wyznaczonych celów w zakładanych terminach</li> <li>- reprezentacja podmiotu realizującego projekt na zewnątrz</li> <li>- opiniowanie umów</li> <li>- zlecenie zadań członkom zespołu oraz ewentualne zlecenie prac za zewnątrz</li> <li>- współpraca z partnerami zewnętrznymi mającymi istotne znaczenie dla prowadzenia projektu</li> <li>- wydawanie poleceń dokonania płatności po weryfikacji</li> <li>- bieżące zarządzanie projektem</li> <li>- monitoring zgodności realizacji projektu z zapisami w umowach z instytucjami finansującymi</li> <li>- monitorowanie postępu prac i wskaźników osiągnięć</li> <li>- sporządzanie okresowych raportów merytorycznych</li> <li>- składanie raportów do Instytucji Kontraktujących</li> </ul>
Specjalista ds. zamówień publicznych i dokumentacji księgowej projektu – osoba oddelegowana do realizacji projektu z ramienia instytucji odpowiedzialnej za jego realizację	<ul style="list-style-type: none"> <li>- przygotowanie specyfikacji istotnych warunków zamówienia</li> <li>- przygotowanie i realizacja procedur przetargowych</li> <li>- weryfikacja i opiniowanie informacji zawartych w raportach okresowych z realizacją kontraktu</li> <li>- funkcja doradcza w przypadku zaistniałych problemów w sferze zarządzania realizacją poszczególnych działań projektu</li> <li>- koordynacja prac komisji przetargowej</li> <li>- nadzór nad przejrzystością procedur na każdym poziomie wdrażania projektu</li> <li>- prowadzenie dokumentacji księgowej projektu</li> <li>- archiwizacja dokumentacji</li> <li>- prowadzenie spraw kadrowo – płacowych związanych z realizacją projektu</li> <li>- realizacja płatności związanych z projektem</li> <li>- przygotowanie informacji niezbędnych do rozliczenia projektu</li> </ul>

W okresie eksploatacji planowanej inwestycji wszelkie koszty związane z utrzymaniem i eksploatacją inwestycji ponosić będzie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o.

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

Inwestor nie powierzył i nie ma zamiaru powierzyć zarządzania eksploatacją projektu innemu podmiotowi (operatorowi).

## 8.4 Plan wdrożenia i eksploatacji projektu

### Decyzje i zezwolenia budowlane

Realizacja prac wymaga pozwolenia na budowę.

### Proponowany zakres kontraktu, procedury kontraktowe, realizacja przetargów i podpisywanie kontraktów

Projekt będzie realizowany zgodnie z krajowym prawem zamówień publicznych – zamówienie sektorowe. W trybie przetargu nieograniczonego zostanie wybrany Inżynier Kontraktu oraz Generalny Wykonawca zadań przewidzianych w projekcie.

**Tabela nr 58. Harmonogram kontraktów**

Nr kontraktu	Wyszczególnienie	Procedura	Ogłoszenie przetargowe	Podpisanie kontraktu
1	Dokumentacja techniczna	Przetarg nieograniczony	2019 r.	2019 r.
2	Ciepłownia – technologie i instalacje	Przetarg nieograniczony	2019 r.	2019r.
3	Inżynier kontraktu (Inwestor Zastępczy)	Przetarg nieograniczony	2019 r.	2019 r.

### Trwałość projektu

Przez cały czas właścicielem zmian jakie nastąpią w skutek realizacji Projektu będzie PEC Ciechanów. Firma jest spółką o ustabilizowanych przychodach oraz cenach kalkulowanych na podstawie obowiązujących przepisów Ustawy – Prawo Energetyczne. Sytuacja ta będzie gwarancją prawidłowej realizacji planowanej rozbudowy i modernizacji istniejącej już infrastruktury, jak też zapewni funkcjonowanie projektu w okresie długoterminowym. W okresie eksploatacji planowanej inwestycji wszelkie koszty związane z utrzymaniem i eksploatacją inwestycji ponosić będzie PEC Ciechanów. Zakład zapewni także bieżące spełnianie kryteriów oraz norm obowiązujących w Unii Europejskiej, dla tego typu inwestycji, w całym okresie jej eksploatacji. Po zakończeniu realizacji inwestycji eksploatacja majątku powstałego dzięki realizacji projektu odbywać się będzie na poziomie PEC Ciechanów (eksploatator) zgodnie z wewnętrznymi procedurami przedsiębiorstwa nadzorowanymi przez odpowiednie działy i podległe im służby techniczne.

**Tabela nr 59. Nakłady inwestycyjne**

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2019	2020
1	Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych	450,00	400,00	50,00
2	Kotłownia opalana biomasą	14 600,00	0,00	14 600,00
3	Nadzór, prowadzenie i rozliczenie inwestycji	300,00	0,00	300,00
4	Promocja projektu	4,00	2,00	2,00
	<b>OGÓŁEM NAKŁADY:</b>	<b>15 354,00</b>	<b>402,00</b>	<b>14 952,00</b>

Harmonogram rzeczowo-finansowy planowanej inwestycji przygotowany został na podstawie ofert producentów oraz posiadanej wiedzy technicznej oraz na podstawie doświadczenia w prowadzeniu inwestycji o podobnym charakterze i wielkości.

### **8.5 Potencjał techniczny, prawny, finansowy i administracyjny wnioskodawcy.**

#### **Potencjał techniczny**

Beneficjentem projektu i instytucją odpowiedzialną za realizację przedsięwzięcia będzie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Ciechanowie. W 2016 roku przedsiębiorstwo przeciętnie zatrudniało 124 osób (w tym 79 pracowników robotniczych, 28 pracowników technicznych oraz 17 osób na stanowiskach administracyjno biurowych).

W procesie zarządzania projektem zaangażowany będzie Prezes PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie (odpowiedzialny za całokształt zarządzania projektem nad Inżynierem Koordynatorem), Główny Księgowy firmy (odpowiada za całość spraw znajdujących się w obszarze finansowo-księgowym, gospodarki magazynowej oraz kadrowym i płacowym), Kierownik Wydziału Utrzymania Ruchu (odpowiada za utrzymanie w stałej sprawności i zgodności z wymogami prawa urządzeń elektromagnetycznych, aparatury kontrolno-pomiarowej, urządzeń automatyki, komputerów i sprzętu biurowego), Kierownik Wydziału Wytwarzania Ciepła (odpowiada za przebieg całego procesu technologicznego związanego z wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej w zgodzie z przepisami prawa i zachowaniem standardów jakościowych, dążących do jego optymalizacji zarówno pod kątem technologicznym jak i finansowym). Wszystkie zaangażowane do projektu osoby posiadają odpowiednie wykształcenie, doświadczenie oraz kwalifikacje w zakresie planowania i prowadzenia projektów inwestycyjnych w dziedzinie ciepłownictwa.

#### **Potencjał prawny.**

PEC Ciechanów posiada osobowość prawną i jest zarejestrowana w Sądzie Rejonowym dla m.st. Warszawy w Warszawie, XIV Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego. PEC Sp. z o. o. jest komunalną jednostką organizacyjną ze 100% udziałem posiada Miasto Ciechanów oraz prowadzi działalność gospodarczą na bazie kodeksu spółek handlowych, w zakresie wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży energii cieplnej.

Forma prawna wnioskodawcy – spółka z ograniczoną odpowiedzialnością wg Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 30 listopada 2015 r w sprawie sposobu i metodologii prowadzenia i

aktualizacji krajowego rejestru urzędowego podmiotów gospodarki narodowej, wzorów wniosków, ankiet i zaświadczeń (Dz.U. 2015 poz. 2009): kod 117.

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

### ***Potencjał finansowy***

Sytuację finansową Spółki należy ocenić jako dobrą. W roku 2017 przedsiębiorstwo zanotowało po raz kolejny zysk netto na wysokim poziomie. Spółka korzysta z zewnętrznego finansowania na realizację inwestycji w zakresie poprawy efektywności energetycznej zarządzanego przez siebie systemu ciepłowniczego. Przedsiębiorstwo zachowuje wysoką płynność finansową i jest w stanie generować odpowiednio duże strumienie gotówki pokrywającej w pełni jej bieżące potrzeby remontowe oraz gromadzić kapitały niezbędne do pokrycia udziału własnego przy planowanej modernizacji zakładu. Przedsiębiorstwo na bieżąco realizuje swoje zobowiązania wobec partnerów biznesowych.

Branża w której działa spółka charakteryzuje się dużą stabilnością, wynikającą z tego, iż zabezpiecza podstawowe potrzeby bytowe mieszkańców oraz podmiotów gospodarczych. Zmiany w wielkości sprzedaży ciepła w krótkim horyzoncie czasowym związane są jedynie ze zmiennymi warunkami pogodowymi.

Analiza finansowa wykazała iż Wnioskodawca jest zdolny do prowadzenia zaplanowanej inwestycji, płynność przedsiębiorstwa zostanie zachowana, spółka będzie generowała dodatni wynik finansowy w całym okresie odniesienia.

### ***Potencjał administracyjny***

W obrębie struktur PEC zostanie utworzony Zespół Realizujący Projekt, który będzie odpowiedzialny za bezpośredni nadzór i monitoring inwestycji zgodnie z właściwymi procedurami. Przewiduje się, iż całościowy nadzór nad prawidłową realizacją i zarządzaniem projektem sprawować będzie Inżynier Kontraktu, wyłoniony w drodze przetargu. Inżynier Kontraktu powoła Inżyniera Koordynatora, inspektorów nadzoru i ewentualnych innych specjalistów z poszczególnych branż. Oprócz w/w, do obowiązków Inżyniera Kontraktu należeć będzie powołanie Zespołu Realizującego Projekt w skład którego, oprócz jego przedstawicieli wejdą również przedstawiciele Inwestora. Zatem Beneficjent będzie posiadał odpowiedni potencjał administracyjny pozwalający na sprawną realizację projektu.

## 9. Analiza oddziaływania na środowisko

### 9.1 Zgodność projektu z politykami ochrony środowiska

W ramach projektu planuje się częściowe zastąpienie kotłów opalanych węglem poprzez pozyskiwanie energii cieplnej z procesu wysokosprawnego, skojarzonego wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej – źródłem pozyskania energii byłoby spalanie biomasy.

Przedmiotowe przedsięwzięcie niesie pozytywne skutki dla środowiska zarówno w wymiarze lokalnym jak i globalnym. Projekt zakłada redukcję emisji pyłów, które wywierają znaczący wpływ na czystość środowiska regionalnego poprzez:

- wnikanie do wnętrza organizmów przez drogi oddechowe zwierząt i ludzi oraz przez szparki roślin. U roślin wywołują plazmolizę komórek, a u ludzi utrudniają wymianę gazową,
- posiadają na powierzchni liści (igieł), tworząc powłokę, która w miarę narastania ogranicza dostęp gazów,
- pośrednie działanie pyłów na zbiorowiska roślinne poprzez chemiczną degradację gleb,
- przy dużym zapyleniu powietrza może nastąpić zmętnienie atmosfery obniżenie natężenia promieniowania ultrafioletowego i świetlnego, co wpływa na efektywność fotosyntezy roślin.

Modernizacja ciepłowni w wariantcie I przyczyni się do zmniejszenia ilości paliwa wyjściowego (miału węglowego). W efekcie roczne ilości poszczególnych zanieczyszczeń ulegną znacznemu zmniejszeniu.

Modernizacja kotłowni przyczyni się ponadto do korzystnej zmiany ilości i składu powstających odpadów. Pozostałościami procesu spalania w kotłach węglowych jest żużel i popiół lotny o zawartości części palnych (węgla atomowego) nie przekraczającej 10% wagowo. Żużle, popioły paleniskowe i pyły z kotłów nie są klasyfikowane jako odpady niebezpieczne. Jednakże, jako produkt uboczny procesu wytwarzania energii, stanowią obciążenie dla środowiska.

Realizacja projektu przyczyni się do poprawy stanu powietrza dzięki czemu ma szansę przyczynić się również do realizacji celów polityki ochrony środowiska w zakresie zmian klimatu.

Założenia projektu wpisują się w cele ***Strategicznego planu adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030 („SPA 2020”)***. Obszarem o największej komplementarności jest przede wszystkim kwestia adaptacji do zmian klimatu. W ramach „SPA 2020” za jeden z celów postawiono zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego i dobrego stanu środowiska. Osiągnięciu celu służyć mają między innymi działania związane z rozwojem alternatywnych możliwości produkcji energii cieplnej na poziomie lokalnym. Realizacja przedmiotowego projektu, poprzez ograniczenie

emisji gazów cieplarnianych, może pośrednio wpływać na zachowanie bioróżnorodności. Poprawa efektywności korzystania z zasobów środowiska, tj. ograniczenie zużycia zasobów i presji na środowisko, pozwoli zachować środowisko w pełnej zdolności do „świadczenia usług” ekosystemowych.

Cele w zakresie poprawy efektywności energetycznej poprzez między innymi rozwój produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz poprawy oddziaływania energetyki na środowisko wyznaczono w ***Polityce energetycznej Polski do 2030 roku (2009)***, w ramach której zaplanowano dwukrotny wzrost do roku 2020 produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji w porównaniu do produkcji z 2006 roku oraz ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> do roku 2020 i SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> oraz pyłów (w tym PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub>) do poziomu wynikającego z obecnych i projektowanych regulacji unijnych. Przedmiotowe przedsięwzięcie (zakres projektu i spodziewany spadek emisji zanieczyszczeń do atmosfery) wpisuje się w cele *Polityki energetycznej*, szczególnie w powyższych aspektach, a realizacja projektu przyczyni się do ich osiągnięcia.

Poprawa efektywności energetycznej oraz ograniczenie dwutlenku węgla poprzez efektywność wytwarzania i dostaw energii cieplnej, jako działania zmierzające do obniżenia zużycia energii do 2020 roku, wskazano również w ***Krajowym Planie Działań dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski (2014)***. Przedmiotowa inwestycja wpisuje się z założenia wspomnianego dokumentu, który zakłada między innymi zwiększenie efektywności energetycznej dzięki wytwarzaniu energii cieplnej i elektrycznej w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji.

Realizacja projektu może mieć wkład również w kwestiach związanych z ograniczeniem występowania klęsk żywiołowych. Efektywna gospodarka zasobami, a przez to zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w wyniku realizacji projektu będzie się wiązała z ograniczeniem zmian klimatu w skali lokalnej, a to z kolei wiąże się z ograniczeniem występowania gwałtownych zjawiska atmosferycznych, a w tym np. silnych opadów, czy przeciwnie okresów długotrwałej suszy. W tej kwestii założenia projektu wykazują wyraźne powiązanie z zapisami dokumentu pn. ***Ocena ryzyka na potrzeby zarządzania kryzysowego. Raport o zagrożeniach bezpieczeństwa narodowego (2013)***. W opracowaniu wskazano powyższe zjawiska, jako symptomy zmian klimatu i zakwalifikowano je jako niosące ryzyko wystąpienia zjawisk o charakterze klęski żywiołowej.

Kolejnym dokumentem strategicznym, do którego realizacji przyczyni się przedmiotowy projekt, jest ***Polityka klimatyczna Polski. Strategia redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2020 (2003)***. Założenia projektu są komplementarne z celami powyższego dokumentu w zakresie pogłębienia skali redukcji gazów cieplarnianych do poziomu 40% do roku 2020. Zgodnie z zapisami *Strategii* w sektorze energetyki, należy skupić się między innymi



na bezpieczeństwie energetycznym i dywersyfikacji źródeł energii jak również na energooszczędności produkcji. W tym zakresie w dokumencie uwagę zwrócono na implementację działań związanych z produkcją energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, co wykazuje zbieżność z założeniami planowanego przedsięwzięcia.

Przedmiotowy projekt będzie miał również przełożenie na realizację celów **Strategii Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko (2014)**. W *Strategii* za cel postawiono lepsze wykorzystanie krajowych zasobów energii. Osiągnięciu celu posłużyć ma realizacja działań zmierzających, m.in. do wzrostu znaczenia rozproszonych źródeł energii i poprawy efektywności energetycznej. Celem *Strategii* jest również poprawa stanu środowiska, w tym jakości powietrza atmosferycznego, czy też adaptacji do zmian klimatu. Można więc uznać, że planowane przedsięwzięcie ma wyraźne powiązanie z celami *Strategii*, a jego realizacja przyczyni się do ich osiągnięcia, zarówno w kwestiach energetyki, jak i środowiska.

Ostatnim dokumentem, w stosunku, do którego projekt wykazuje komplementarność, to **Projekt Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej (2015)**. Głównym celem dokumentu jest rozwój gospodarki niskoemisyjnej przy zapewnieniu zrównoważonego rozwoju kraju, poprzez realizację działań w ramach poszczególnych celów szczegółowych. Planowane przedsięwzięcie wpisuje się w cel szczegółowy dokumentu: *niskoemisyjne wytwarzanie energii*, priorytet: *modernizacja infrastruktury krajowego systemu elektroenergetycznego*, działanie: *rozwój wysokosprawnej poligeneracji i kogeneracji*, które zakłada między innymi ukierunkowanie wytwarzania ciepła ze spalania paliw w układzie kogeneracyjnym.

## 9.2 Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko

Analiza projektu pod kątem wymogu przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko w świetle przepisów prawa polskiego (Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 roku w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko) i UE (Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 roku), z uwagi na moc źródła ciepła zalicza przedsięwzięcie pn.: **Modernizacja systemu ciepłowniczego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Ciechanowie sp. z o.o. poprzez budowę instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii** do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.

Miejsce realizacji projektu – miasto Ciechanów, nie jest objęte jest Europejską Siecią Ekologiczną obszarów ochrony Natura 2000. W okolicy znajdują się obszary:

- ✓ Natura 2000 – *Dolina Wkry i Mławki PLB140008* – w odległości około 30 km
- ✓ Natura 2000 – *Aleja Pachnicowa PLH140054* – w odległości około 28 km

Na terenie miasta Ciechanowa znajduje się zespół przyrodniczo-krajobrazowy „Dolina Rzeki Łydyni”.

Projekt będzie realizowany z poszanowaniem zasad ochrony środowiska naturalnego. W trakcie



realizacji inwestycji przewidywane są niewielkie (o zasięgu lokalnym) oddziaływania na środowisko wynikające z prowadzenia niezbędnych prac budowlanych z użyciem ciężkiego sprzętu.

Powstałe na etapie realizacji i eksploatacji oddziaływania (hałas, mieszczące się w dopuszczalnych normach zanieczyszczenia powietrza, odpady) nie będą kłóciły się z celami ochrony wymienionych obszarów.

Biorąc pod uwagę powyższe oraz charakter i lokalizację przedsięwzięcia, można stwierdzić, że przedmiotowe przedsięwzięcie nie wykaże istotnego negatywnego wpływu na wyżej wymienione obszary Natura 2000.

Planowana inwestycja nie będzie w znaczący sposób pogarszać stanu siedlisk przyrodniczych oraz siedlisk roślin i zwierząt, a także w sposób znaczący wpływać negatywnie na gatunki, dla których wyznaczono obszary Natura 2000 oraz na integralność i spójność tychże obszarów.

Projekt będzie miał pośrednio pozytywny wpływ na znajdujące się na terenie województwa obszary Natura 2000 poprzez redukcję emisji zanieczyszczeń gazowych do powietrza.

Planowane przedsięwzięcie nie niesie ryzyka wystąpienia znaczącego negatywnego oddziaływania na środowisko, a w tym na obszary Natura 2000. W związku z powyższym zastosowano się do zasady ostrożności.

Realizacja przedsięwzięcia, przy zachowaniu zasad sztuki budowlanej oraz obowiązujących przepisów i norm, jest gwarancją zachowania różnorodności biologicznej. Realizacja inwestycji na wszystkich etapach odbędzie się przy zachowaniu zasady zapobiegania. Zasada zapobiegania (prewencji) jest jedną z zasad podkreślających konieczność ochrony środowiska jako całości. Zgodnie z tą zasadą powinno się podejmować działania zabezpieczające środowisko na wszystkich etapach realizacji przedsięwzięcia. Wdrożenie projektu przyczyni się do przestrzegania zasady działań prewencyjnych głównie poprzez zastosowanie nowoczesnych technologii budowlanych.

Planowany parowy kocioł opalany biomasą wraz z turbiną, będzie usytuowany w dobudowanym budynku do centralnej ciepłowni, wybudowanym na potrzeby elektrociepłowni biomasowej. Ze względu na rodzaj opału niezbędna jest realizacja magazynu przykotłowego oraz właściwego magazynu opału. Istniejąca kotłownia miałowa oraz projektowana biomasowa zostaną połączone instalacjami zewnętrznymi. Podczas realizacji projektu zakłada się adaptację i rozbudowę istniejącego układu wyprowadzenia mocy elektrycznej z istniejącej turbiny gazowej oraz stację trafo i wykorzystanie tych instalacji do wyprowadzenia mocy i sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w kogeneracji z OZE.

Istniejący skład węgla i żużla zostaną wykorzystane po realizacji przedsięwzięcia, podobnie jak istniejące przyłącza. Z uwagi na niedawną modernizację pompowni planujemy jej całkowite wykorzystanie, bez konieczności jej modernizacji (oprócz podłączeń nowych urządzeń).

W wyniku zwiększenia skuteczności układów redukcji zanieczyszczeń ze spalin nieuniknione jest zwiększenie ilości powstających odpadów i produktów poreakcyjnych (rozpatrywanych łącznie), wychwytywanych przez układy oczyszczania. Koszt składowania produktów IOS przyjęto na poziomie 0,11 zł/GJ.

Realizacja projektu przyczyni się do wdrożenia zasady „zanieczyszczający płaci” poprzez realizację jednego z założeń systemu, dotyczącego usuwania odpadów z terenu inwestycji i odprowadzania ścieków oraz uiszczania opłat za te usługi. Odprowadzanie ścieków z terenu obiektu będzie się odbywało w ramach sieci gminnej, a wywóz odpadów w ramach gminnego systemu gospodarki odpadami, co zapewni wdrożenie przez projekt zasady zapobiegania zanieczyszczeniom „u źródła” oraz zasady „zanieczyszczający płaci”.

Projekt nie spowoduje zmian w zakresie **gospodarki wodno-ściekowej** regionu. Oddziaływanie akustyczne pozostanie na tym samym poziomie. Ilość pobieranej wody po realizacji inwestycji nie przekroczy wartości określonych w aktualnych pozwoleniach i umowach.

Planowane przedsięwzięcie nie spowoduje zwiększenia zagrożenia dla specyficznych obszarów przyrodniczych oraz walorów kulturowych występujących w powiecie wyszkowskim, wręcz przeciwnie wpłynie na nie korzystnie, właśnie w wyniku znacznej redukcji emisji zanieczyszczeń do atmosfery i ochrony powietrza regionu Wyszkowa.

### **9.3 Strategiczne oceny oddziaływania na środowisko**

Przedmiotowy projekt nie wynika bezpośrednio z zapisów planów lub programów objętych zakresem Dyrektywy 2001/42/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 czerwca 2001 roku w sprawie oceny wpływu niektórych planów i programów na środowisko.

Projekt ubiegać się będzie o dofinansowanie z RPO WM 2014-2020 *Działanie 4.2 Efektywność energetyczna, typ projektów – Budowa lub przebudowa jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji.*

### **9.4 Ilościowe parametry ingerencji w środowisko w formie liczbowej, a także podanie skutków uniknięcia emisji, również w formie liczbowej**

W ramach projektu zastosowane zostaną nowoczesne, energooszczędne, wydajne i sprawdzone rozwiązania techniczne i technologiczne zmniejszające negatywny wpływ na środowisko. Proponowane technologie spełniają wymogi wynikające z obowiązujących europejskich i polskich norm i przepisów ochrony środowiska wpływając znacząco na zmniejszenie zagrożeń dla środowiska i zdrowia ludzkiego.

<b>Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych CO<sub>2</sub></b>	<b>22 225,0 Mg/rok</b>
<b>Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej</b>	<b>54 174,0 GJ/rok</b>

## 10. Analiza finansowa.

### 10.1 Założenia analizy finansowej

W celu wykonania analizy finansowej i ekonomicznej posłużono się wskazówkami i wytycznymi zawartymi w dokumencie „Wytyczne w zakresie zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód i projektów hybrydowych na lata 2014 – 2020” (zwane dalej „Wytycznymi MliR”) oraz dokumentami aplikacyjnymi do konkursu.

#### Celem przeprowadzonej analizy było:

- ocena finansowej rentowności inwestycji, a także finansowej bieżącej wartości netto poprzez ustalenie wartości wskaźników efektywności finansowej projektu,
- weryfikacja trwałości finansowej projektu i beneficjenta,
- ustalenie właściwego (maksymalnego) dofinansowania z funduszy UE.

#### Analiza sporządzona została zgodnie z niniejszymi dokumentami:

- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego o Rady (UE) nr 1303/2013 z dnia 13 grudnia 2013 r.
- „Wytyczne Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju w zakresie wybranych zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód i projektów hybrydowych na lata 2014-2020”, (*Wytyczne (...)* MliR)
- Rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dn. 17 czerwca 2014 roku uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu [GBER]
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju w sprawie udzielania pomocy inwestycyjnej na inwestycje w układzie wysokosprawnej Kogeneracji oraz na propagowanie energii ze źródeł odnawialnych w ramach regionalnych programów operacyjnych na lata 2014-2020
- „Warianty rozwoju gospodarczego Polski” (wersja z dnia 08.08.2017r.)

Analizę przygotowano w oparciu o przygotowany na potrzeby projektu **model finansowy** w arkuszu kalkulacyjnym Excel – w załączeniu do Studium wykonalności. Przy budowie modelu kalkulacyjnego posłużono się danymi finansowo-księgowymi Wnioskodawcy, specyfiką inwestycji oraz szacunkami własnymi autorów dokonanymi na podstawie doświadczeń z podobnymi projektami.

Przyjęto **20-letni okres odniesienia** (lata 2018-2038). Zgodnie z wytycznymi MIR jest to okres, za który należy sporządzić prognozę przepływów pieniężnych generowanych przez analizowany projekt. Okres odniesienia obejmuje okres realizacji projektu (inwestycji) oraz okres życia ekonomicznego projektu i zgodnie z wytycznymi powinien zostać obliczony od roku poniesienia pierwszych nakładów inwestycyjnych. W niniejszej analizie pierwsze nakłady inwestycyjne zostaną poniesione w 2019 roku i dlatego okres referencyjny liczony jest od 2019 roku.

### **Przyjęte założenia analizy finansowej.**

Przedmiotowa analiza finansowa sporządzona została w oparciu o metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych DCF (ang. Discounted Cash Flow), przyjęto w niej następujące założenia:

- analizę sporządzono metodą różnicową, nieskonsolidowaną,
- podatek VAT jest kosztem niekwalifikowalnym w ramach projektu – Beneficjent może go odliczyć, zgodnie z ustawą o podatku VAT,
- analizy dokonano z punktu widzenia właściciela rezultatów projektu,
- pod uwagę wzięto wyłącznie przepływy pieniężne, tj. rzeczywistą kwotę pieniężną wypłacaną lub otrzymywaną przez dany projekt. W rezultacie, niepieniężne pozycje rachunkowe, jak amortyzacja czy rezerwy na pokrycie nieprzewidzianych wydatków nie są przedmiotem analizy,
- analizy sporządzono w cenach stałych (bez uwzględnienia inflacji) uwzględniając podstawowy wariant makroekonomiczny,
- przepływy środków pieniężnych zostały uwzględnione w latach w których będą faktycznie dokonane,
- uwzględniono wartość pieniądza w czasie - poprzez zastosowanie stopy dyskonta na poziomie 4%,
- projekt zakłada doposażenie istniejącej infrastruktury, dlatego analiza finansowa sporządzona została metodą różnicową: Wariant inwestycyjny, Wariant bezinwestycyjny,
- wartość rezydualną zgodnie z wytycznymi ujęto w ostatnim roku analizy, została ona określona w oparciu o bieżącą wartość aktywów netto projektu,
- w analizie finansowej nie uwzględniono zmian w kapitale obrotowym netto dla projektu,
- w związku z projektem występuje konieczność poniesienia w fazie operacyjnej projektu niezbędnych nakładów odtworzeniowych elementów projektu, których okres użytkowania jest krótszy niż okres odniesienia analizy, w celu zapewnienia operacyjności projektu - co ujęto w projekcjach finansowych,

- w ramach analizy wykorzystano zasadę ostrożnego planowania finansowego oraz adekwatności przychodowo- kosztowej,
- w analizie przyjęto poniższe zaktualizowane warianty rozwoju gospodarczego Polski (obowiązujące w dniu ogłoszenia konkursu).

**Tabela nr 60. Założenia makroekonomiczne**

<b>Wariant optymistyczny</b>	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
PKB	103,60%	103,8%	103,9%	103,9%	103,6%	103,5%	103,3%	103,2%
stopa inflacji	101,8%	102,3%	102,3%	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%
stopa bezrobocia	7,2%	6,4%	6,1%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
dynamika realnego wzrostu płac	103,0%	102,4%	102,7%	102,7%	102,9%	102,9%	103,0%	103,0%
<b>Wariant pesymistyczny</b>	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
PKB	102,8%	102,3%	101,7%	101,8%	101,7%	101,7%	102,1%	102,1%
stopa inflacji	101,2%	101,3%	101,3%	101,8%	102,3%	102,3%	102,5%	102,5%
stopa bezrobocia	8,0%	8,4%	8,6%	9,0%	9,0%	9,0%	9,5%	9,5%
dynamika realnego wzrostu płac	102,0%	101,4%	101,3%	101,2%	101,2%	101,2%	101,7%	101,6%

Zaktualizowane warianty rozwoju gospodarczego Polski, o których mowa w *Podrozdziale 7.4 Założenia do analizy finansowej – Wytycznych w zakresie wybranych zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód i projektów hybrydowych na lata 2014-2020.*

**Wartości dla pełnego okresu odniesienia znajdują się w arkuszach kalkulacyjnych**

#### **Przyjęte założenia analizy ekonomicznej.**

Celem analizy ekonomicznej jest ocena oczekiwanego wpływu projektu na obszar społeczno - gospodarczy, na który oddziaływać będzie projekt w okresie realizacji inwestycji oraz po jej zakończeniu. Zgodnie z wytycznymi, ponieważ analizowana inwestycja nie należy do dużych projektów, niniejszą analizę w przeprowadzono w formie opisowej.

#### **Założenia:**

- analizy dokonano z punktu widzenia całego społeczeństwa,
- uwzględniono koszty i korzyści zewnętrzne,
- analizę przeprowadzono w formie opisowej,

## 10.2 Plan inwestycyjny z rozbiem na nakłady kwalifikowalne i niekwalifikowalne

Nakłady inwestycyjne przedstawiono w postaci harmonogramu rzeczowo- finansowego, który odnosi się do poszczególnych lat okresu realizacji projektu. Informacje o planowanych kosztach inwestycyjnych projektu zostały oszacowane przez Beneficjenta, na podstawie ofert cenowych. Beneficjent może odzyskać podatek VAT, zatem będzie on stanowił koszt niekwalifikowalny. W harmonogramie rzeczowo – finansowym przedstawiono realne i aktualne koszty, zgodnie z harmonogramem realizacji przedstawionym we wniosku.

Całkowite nakłady inwestycyjne wynoszą 15 354 000,00 zł netto, w tym koszty kwalifikowane to 15 350 000,00 zł netto. Realizację projektu przewiduje się w latach 2019-2020.

**Tabela nr 61. Wydatki związane z projektem, PLN**

Podział wydatków inwestycyjnych	2018	2019	2020	RAZEM
Nakłady inwestycyjne kwalifikowalne w podziale na lata	0,00	400 000,00	14 950 000,00	15 350 000,00
Nakłady inwestycyjne niekwalifikowalne w podziale na lata	0,00	2 000,00	2 000,00	4 000,00
RAZEM	0,00	402 000,00	14 952 000,00	15 354 000,00

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych uzyskanych od Beneficjenta

## 10.3 Plan finansowania przedsięwzięcia

Inwestycja będzie finansowana z EFRR oraz ze środków własnych Beneficjenta i pożyczki z WFOŚiGW. Proponuje się, aby w ramach dozwolonych limitów dotacji w obrębie EFRR na realizację niniejszej inwestycji udzielona została dotacja w wysokości 6 022 000,00 zł, natomiast pozostała część wydatków pokryje Beneficjent ze środków własnych oraz pożyczki WFOŚiGW.

Poniżej przedstawiono zestawienie źródeł finansowania w poszczególnych latach realizacji projektu.

**Tabela nr 62. Plan finansowania inwestycji, PLN**

wyszczególnienie	2018	2019	2020	RAZEM
dotacja EFRR	0,00	156 925,08	5 865 074,92	6 022 000,00
wkład własny sfinansowany pożyczką z WFOŚiGW	0,00	204 874,92	7 591 725,08	7 796 600,00

wkład własny (w tym koszty niekwalifikowalne)	0,00	40 200,00	1 495 200,00	1 535 400,00
<b>RAZEM</b>	0,00	402 000,00	14 952 000,00	15 354 000,00

Na pokrycie wkładu własnego w kosztach projektu, Beneficjent zamierza skorzystać z pożyczki z WFOŚiGW w Warszawie w ramach przedsięwzięć priorytetowych Funduszu na 2018 rok – Ochrona powietrza – Wspieranie instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii. Nabór wniosków odbywa się w trybie ciągłym

**Tabela nr 63. Parametry pożyczki, PLN**

Kredyt inwestycyjny / pożyczka		
Kredyt inwestycyjny		7 796 600
Okres kredytowania od daty podpisania umowy	lata	17
	kwartały	68
Data podpisania umowy	I kwartał 2019	
Wyplata pierwszej transzy	I kwartał 2019	
Data zakończenia inwestycji	IV kwartał 2020	
Okres realizacji inwestycji	kw	8
Okres karencji w spłacie kapitału - 24 miesięcy po dacie wypłaty pierwszej transzy	m-c	24
	kw	8
Data spłaty pierwszej raty kapitałowej	I kwartał 2021	
Ilość rat kwartalnych	ilość kw	60
Wysokość raty kapitałowej - kwartalnych przed umorzeniem	zł	129 943
Oprocentowanie	%	1,575%

#### **10.4 Prognoza przychodów oraz kosztów w analizowanym okresie – dla wariantu inwestycyjnego i bezinwestycyjnego**

##### **Kalkulacja przychodów**

W poniższej Tabeli zaprezentowano przychody uzyskane przez Beneficjenta (wariant bezinwestycyjny) w 2017 r. i w oparciu o wskaźniki makroekonomiczne skalkulowano przychody dla roku 2018. Następnie zgodnie z wytycznymi w latach 2021-2038 przychody zostały zaprezentowane w cenach stałych w oparciu o prognozę dla roku 2018.



**Tabela nr 64. Przychody dane historyczne, PLN**

LP	Wyszczególnienie	dane historyczne
		2017
1. Przychody z działalności operacyjnej tym:		30 194 319,95
1	I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	28 656 943,34
2	II. Zmiana stanu produktów (zwiększenie - wartość dodatnia, zmniejszenie - wartość ujemna)	-364 545,91
3	III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	1 797 790,29
4	IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	104 132,23

**Tabela nr 65. Przychody Wariant bezinwestycyjny, PLN**

LP	Wyszczególnienie	okres realizacji			I rok okresu operacyjnego
		2018	2019	2020	2021
1. Przychody z działalności operacyjnej w tym:		30 888 789,31	30 888 789,31	30 888 789,31	30 888 789,31
1	I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	29 316 053,04	29 316 053,04	29 316 053,04	29 316 053,04
2	II. Zmiana stanu produktów (zwiększenie - wartość dodatnia, zmniejszenie - wartość ujemna)	-372 930,47	-372 930,47	-372 930,47	-372 930,47
3	III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	1 839 139,47	1 839 139,47	1 839 139,47	1 839 139,47
4	IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	106 527,27	106 527,27	106 527,27	106 527,27

### Kalkulacja przychodów po realizacji projektu

Założono, że w związku z realizacją inwestycji wartość przychodów Beneficjenta ulegnie zwiększeniu, w związku z produkcją i sprzedażą energii elektrycznej.

**Tabela nr 66. Przychody Wariant inwestycyjny, PLN**

LP	Wyszczególnienie	okres realizacji			I rok okresu operacyjnego
		2018	2019	2020	2021
1. Przychody z działalności operacyjnej w tym:		30 888 789,31	30 888 789,31	30 888 789,31	31 228 581,31
1	I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	29 316 053,04	29 316 053,04	29 316 053,04	29 655 845,04
2	II. Zmiana stanu produktów (zwiększenie - wartość dodatnia, zmniejszenie - wartość ujemna)	-372 930,47	-372 930,47	-372 930,47	-372 930,47
3	III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	1 839 139,47	1 839 139,47	1 839 139,47	1 839 139,47
4	IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	106 527,27	106 527,27	106 527,27	106 527,27

### Kalkulacja zmiany przychodów wywołanych realizacją projektu

Prognozy dotyczące przychodów osiągniętych z tytułu planowanej inwestycji, oszacowano przyjmując następujące założenia :

- założono stały poziom przychodów ze sprzedaży energii cieplnej w rozpatrywanym okresie
- bez uwzględniania poziomu inflacji
- ceny energii cieplnej i mocy zamówionej przyjęto na bazie obowiązującej w Spółce taryfy
- ceny jednostkowe sprzedaży energii elektrycznej przyjęto na podstawie notowań cen energii na Towarowej Giełdzie Energii
- cenę za zieloną energię elektryczną przyjęto 100 zł (aukcje OZE)

**Tabela nr 67. Kalkulacja przychodów związanych z realizacją Projektu, PLN**

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2018	2019	2020	2021
1	Moc zamówiona (Centralna Ciepłownia)	MW/m-c	78,60	78,60	78,60	78,60
2	Sprzedaż energii cieplnej (Centralna Ciepłownia)	GJ	576 332	576 332	576 332	576 332

3	Produkcja brutto energii elektrycznej	MWh	0	0	0	2 519
4	Potrzeby własne Centralnej Ciepłowni i turbiny	MWh	2 320	2 320	2 320	2 320
5	Potrzeby własne turbiny	MWh				227
6	Zakup energii elektrycznej na potrzeby CC	MWh				539
7	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	0	0	0	511
8	Cena jednostkowa za energię ciepłą (średnia)	zł/MWh	48,86	48,86	48,86	48,86
9	Cena jednostkowa za energię elektryczną	zł/MWh	0	0	0	172
10	Cena jednostkowa za zieloną energię elektryczną	zł/MWh	0	0	0	100
11	Przychody - sprzedaż mocy i energii ciepłej	PLN	28 158 348,64	28 158 348,64	28 158 348,64	28 158 348,64
12	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	PLN	0,00	0,00	0,00	339 792,00
	<b>PRZYCHODY OGÓŁEM</b>	<b>PLN</b>	<b>28 158 348,64</b>	<b>28 158 348,64</b>	<b>28 158 348,64</b>	<b>28 498 140,64</b>
	<b>Przychody z projektu</b>	<b>JEDNOST.</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
	<b>przychody ze sprzedaży energii elektrycznej do sieci</b>	<b>PLN</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>339 792,00</b>

Tabela nr 68. Przychody - Projekt, PLN

LP	Wyszczególnienie	okres realizacji			I rok okresu operacyjnego
		2018	2019	2020	2021
1. Przychody z działalności operacyjnej w tym:		0,00	0,00	0,00	339 792,00
1	I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	0,00	0,00	0,00	339 792,00
1.1	w tym przychody od bezpośrednich użytkowników	0,00	0,00	0,00	339 792,00
2	II. Zmiana stanu produktów (zwiększenie - wartość dodatnia, zmniejszenie - wartość ujemna)	0,00	0,00	0,00	0,00
3	III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	0,00	0,00	0,00	0,00
4	IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	0,00	0,00	0,00	0,00

## Prognoza kosztów

Koszty eksploatacyjne przedstawiono w modelu różnicowym w oparciu o dane Beneficjenta dla wariantu bezinwestycyjnego oraz dane na temat kosztów eksploatacji powstałej w ramach projektu infrastruktury (model: wariant z projektem – wariant bez projektu).

### Kalkulacja kosztów eksploatacyjnych dla wariantu bazowego - (bezinwestycyjnego)

Poniższa tabela przedstawia koszty Beneficjenta w roku 2017, które zostały ujęte zgodnie z pozycjami w sprawozdaniu finansowym (pełny zamknięty rok obrotowy). Następnie w oparciu o wskaźniki makroekonomiczne skalkulowano koszty operacyjne dla roku 2018. W modelu finansowym w latach 2021-2038 koszty zostały zaprezentowane w cenach stałych bez uwzględnienia inflacji.

**Tabela nr 69. Koszty – dane historyczne, PLN**

LP	Wyszczególnienie	dane historyczne
		2017
Koszty działalności operacyjnej		24 830 932,13
1	Zużycie materiałów i energii	11 118 266,11
2	Usługi obce	2 413 897,22
3	wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników	9 418 498,55
4	Podatki i opłaty	1 701 391,71
5	Pozostałe koszty rodzajowe	151 725,60
6	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	27 152,94

**Tabela nr 70. Koszty – Wariant bezinwestycyjny, PLN**

LP	Wyszczególnienie	okres realizacji			I rok okresu operacyjnego
		2018	2019	2020	2021
Koszty działalności operacyjnej		28 426 626,77	28 426 626,77	28 426 626,77	28 426 626,77
1	Zużycie materiałów i energii	14 389 150,92	14 389 150,92	14 389 150,92	14 389 150,92
2	Usługi obce	2 469 416,86	2 469 416,86	2 469 416,86	2 469 416,86
3	wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników	9 644 542,52	9 644 542,52	9 644 542,52	9 644 542,52
4	Podatki i opłaty	1 740 523,72	1 740 523,72	1 740 523,72	1 740 523,72
5	Pozostałe koszty rodzajowe	155 215,29	155 215,29	155 215,29	155 215,29
6	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	27 777,46	27 777,46	27 777,46	27 777,46

### Kalkulacja kosztów eksploatacyjnych po realizacji inwestycji

Po realizacji inwestycji koszty Beneficjenta zostały przedstawione w poniższej tabeli. Koszty działalności operacyjnej przedstawione w wariantcie bazowym zostały powiększone o koszty wynikające bezpośrednio z realizacji inwestycji.

**Tabela nr 71. Koszty operacyjne – Wariant inwestycyjny, PLN**

LP	Wyszczególnienie	okres realizacji			I rok okresu operacyjnego
		2018	2019	2020	2021
Koszty działalności operacyjnej		28 426 626,77	28 426 626,77	28 426 626,77	28 136 169,87
1	Zużycie materiałów i energii	14 389 150,92	14 389 150,92	14 389 150,92	14 141 659,02
2	Usługi obce	2 469 416,86	2 469 416,86	2 469 416,86	2 469 416,86
3	wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników	9 644 542,52	9 644 542,52	9 644 542,52	9 644 542,52
4	Podatki i opłaty	1 740 523,72	1 740 523,72	1 740 523,72	1 697 558,72
5	Pozostałe koszty rodzajowe	155 215,29	155 215,29	155 215,29	155 215,29
6	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	27 777,46	27 777,46	27 777,46	27 777,46

### Kalkulacja zmiany kosztów wywołanych realizacją projektu

Prognozy dotyczące poniesionych kosztów eksploatacyjnych generowanych z tytułu zrealizowanej inwestycji, oszacowano przyjmując następujące założenia :

- jako bazę do porównania kosztów eksploatacyjnych przyjęto koszty poniesione na eksploatację systemu ciepłowniczego Ciechanowa w 2017 roku
- założono stały poziom kosztów w rozpatrywanym okresie – bez uwzględniania poziomu inflacji
- koszt jednostkowy paliwa – biomasy – przyjęto na podstawie cen kształtowanych przez rynek
- koszty eksploatacyjne zmniejszono o koszt zużycia mialu do produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji po realizacji przedsięwzięcia.

Koszty eksploatacyjne dla analizowanego projektu zostały zaprezentowane w poniższych tabelach.

**Tabela nr 72. Koszty operacyjne wynikające z Projektu, PLN**

LP	Wyszczególnienie		okres realizacji		I rok okresu operacyjnego
		2018	2019	2020	2021
Koszty działalności operacyjnej		0,00	0,00	0,00	-290 456,90
1	Zużycie materiałów i energii	0,00	0,00	0,00	-247 491,90

2	Usługi obce	0,00	0,00	0,00	0,00
3	wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Podatki i opłaty	0,00	0,00	0,00	-42 965,00
5	Pozostałe koszty rodzajowe	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0,00	0,00	0,00	0,00

**Tabela nr 73. Kalkulacja kosztów opału – Projekt, PLN**

Wyszczególnienie	Rodzaj opału	Jednostka	Stan istniejący 2017	2018	okres realizacji projektu 2019-2020	I rok okresu operacyjnego 2021
Zużycie opału	biomasa	Mg/rok	0,00	0,00	0,00	23 822,72
	miął	Mg/rok	33 444,63	33 444,63	33 444,63	23 971,66
Cena jednostkowa	biomasa	PLN/Mg	160,00	160,00	160,00	160,00
	miął	PLN/Mg	273,20	371,00	371,00	371,00
Koszt opału	biomasa	PLN	0,00	0,00	0,00	3 811 634,64
	miął	PLN	9 137 072,92	12 407 957,73	12 407 957,73	8 893 485,19
	<b>RAZEM</b>	<b>PLN</b>	<b>9 137 072,92</b>	<b>12 407 957,73</b>	<b>12 407 957,73</b>	<b>12 705 119,83</b>

**Tabela nr 74. Kalkulacja kosztów operacyjnych – Projekt, PLN**

LP.	Koszty operacyjne w wyniku projektu	2020	I rok okresu operacyjnego 2021
1	<b>Wynagrodzenia z narzutami</b>	0,00	0,00
2	<b>Zużycie materiałów i energii</b>	0,00	<b>-247 491,90</b>
a	miął węglowy	0,00	-3 514 472,54
b	biomasa	0,00	3 811 634,64
c	energia elektryczna	0,00	-544 654,00
3	<b>Usługi obce</b>	0,00	<b>0,00</b>
a	serwis	0,00	0,00
4	<b>Podatki i opłaty</b>	0,00	<b>-42 965,00</b>
a	podatek od nieruchomości	0,00	16 400,00
b	opłaty za gospodarcze korzystanie ze środowiska	0,00	-59 365,00
5	<b>Pozostałe koszty rodzajowe</b>	0,00	0,00
	<b>SUMA</b>	<b>0,00</b>	<b>-290 456,90</b>

W wyniku realizacji projektu nastąpi:

- redukcja kosztów zużycia miału węglowego z tytułu częściowej eliminacji kosztów zakupu paliw kopalnych;
- wzrost kosztów biomasy;

- częściowy spadek kosztów energii elektrycznej;
- wzrost podatku od nieruchomości;
- spadek kosztów opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska.

Łącznie szacuje się, że koszty eksploatacyjne dla pierwszego roku okresu operacyjnego po realizacji projektu zmniejszą się o ok. **290 456,90 zł**.

## PLAN AMORTYZACJI

Poniżej przedstawiono stawki obowiązujące u Beneficjenta, przyjęto liniową stawkę odpisów amortyzacyjnych, zgodnie z obowiązującymi przepisami:

- 2,5% – prace remontowe, budowlane, renowacyjne - zwiększenie wartości budynku;
- 4,5%, 7%, 8,5%, 10% - urządzenia techniczne i maszyny;
- założono, że umorzenie środków trwałych powstałych w wyniku realizacji projektu zacznie się od 2021 r.

**Tabela nr 75. Plan amortyzacji - Projekt, PLN**

Koszty kwalifikowalne	Stan środków trwałych - 2020 rok	Stawka amortyzacji	Roczna amortyzacja	
			2020	2021
Prace budowlane (budynki)	2 900 000,00	2,50%		72 500,00
urządzenia techniczne i maszyny - stawka 4,5%	600 000,00	4,5%		27 000,00
urządzenia techniczne i maszyny - stawka 7%	8 250 000,00	7,0%		577 500,00
urządzenia techniczne i maszyny- stawka 8,5%	2 600 000,00	8,5%		221 000,00
urządzenia techniczne i maszyny- stawka 10%	1 000 000,00	10,0%		100 000,00
<b>ŁĄCZNIE</b>	<b>15 350 000,00</b>		<b>0,00</b>	<b>998 000,00</b>
<b>Koszty niekwalifikowalne</b>				
Prace budowlane (budynki)	0,00	2,50%		0,00
urządzenia techniczne i maszyny - stawka 7%	4 000,00	7,00%		280,00
urządzenia techniczne i maszyny - stawka 4,5%	0,00	4,50%		0,00
urządzenia techniczne i maszyny- stawka 8,5%	0,00	8,50%		0,00
urządzenia techniczne i maszyny- stawka 10%	0,00	10,00%		0,00
<b>ŁĄCZNIE</b>	<b>4 000,00</b>		<b>0,00</b>	<b>280,00</b>

W analizie finansowej, w latach 2030 (po 10 latach eksploatacji) uwzględniono nakłady odtworzeniowe w kwocie 2 490 000,00 zł (20% wartości początkowej nakładów na maszyny i urządzenia). Nakłady odtworzeniowe będą ponoszone na elementy szybko zużywające się, są także niezbędne w celu utrzymania infrastruktury wytworzonej w ramach projektu, ponieważ okres ekonomicznego życia infrastruktury wynosi 40 lat.



## **10.5 Prognoza sprawozdań finansowych**

### **Rachunek zysków i strat oraz Bilans**

Dla sporządzenia rachunku zysków i strat (w 3 wariantach: Beneficjent bez inwestycji z inwestycją oraz inwestycja) skorzystano z danych dotyczących kosztów i przychodów operacyjnych. Rachunek zysków i strat został sporządzony zgodnie z Ustawą o Rachunkowości. Koszty działalności operacyjnej zostały zwiększone o koszty operacyjne projektu oraz amortyzację. Dotacja z UE została uwzględniona w pozycji pozostałe przychody operacyjne proporcjonalnie do wartości amortyzacji środków trwałych wytworzonych w projekcie.

Bilans został sporządzony zgodnie z Ustawą o Rachunkowości. Aktywa są równe w każdym roku pasywom. Wartość majątku trwałego koresponduje z harmonogramem przekazywania aktywów do użytkowania. Wartość inwestycji krótkoterminowych jest tożsama z wartością środków pieniężnych generowanych przez przepływy środków pieniężnych i ma bezpośrednie przełożenie w rachunku przepływów środków pieniężnych.

W pasywach zmiany kapitału podstawowego korespondują z prognozowanymi aportami lub dopłatami kapitałowymi. W zobowiązaniach krótko i długoterminowych ujęte zostały kredyty. Zysk netto z rachunku zysków i strat kumulowany jest w pozycji zysk strata z lat ubiegłych. Szczegółowe obliczenia zostały przedstawione w prezentacji wyników oraz tabelach wynikowych.

### **Rachunek przepływów pieniężnych dla projektu w okresie realizacji i eksploatacji projektu**

W celu sporządzenia rachunku przepływów pieniężnych skorzystano z danych zawartych w rachunku zysków i strat (zysk na sprzedaży plus amortyzacja) oraz dodatkowych informacji dotyczących przepływów pieniężnych związanych z projektem np. nakładów inwestycyjnych. Projekt będzie wykazywał ujemne salda przepływów pieniężnych głównie w wyniku spłaty odsetek i rat kapitałowych. Beneficjent będzie ponosić koszty utrzymania inwestycji (nakłady odtworzeniowe) z własnych środków.

### **Rachunek przepływów pieniężnych podmiotu realizującego projekt w okresie jego realizacji i eksploatacji**

Po określeniu kosztów inwestycji, przychodów i kosztów operacyjnych, a także źródeł finansowania, niezbędne jest określenie trwałości finansowej projektu. Projekt jest trwały finansowo, kiedy nie generuje ryzyka wyczerpania środków pieniężnych w przyszłości. W tym

przypadku istotne znaczenie ma moment, w którym następują wpływy i płatności gotówkowe. Projektodawcy powinni wykazać, w jaki sposób w horyzoncie czasowym projektu źródła finansowania (łącznie z przychodami, w rozumieniu art. 61 ust.1 i wszelkimi rodzajami transferów pieniężnych, będą systematycznie odpowiadać wydatkom rok do roku. Trwałość występuje wtedy, gdy suma przepływów netto w ramach skumulowanych strumieni pieniężnych generowanych przez projekt jest dodatnia we wszystkich rozpatrywanych latach. Różnica między strumieniami przychodzącymi i wychodzącymi wykaże deficyt. Ponadto, trwałość finansowa powinna zostać zbadana w odniesieniu do beneficjenta/operatora. Na potrzeby niniejszej analizy zbadano trwałość dla projektu oraz Beneficjenta.

**W latach 2019-2038 rachunek przepływów pieniężnych Beneficjenta wykazuje dodatnie salda przepływów pieniężnych, Beneficjent będzie ponosić koszty utrzymania nowej inwestycji ze środków pochodzących z opłat ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej.**

Na podstawie przeprowadzonych wyliczeń należy stwierdzić, że projekt jest trwały finansowo (Beneficjent jest w stanie utrzymać projekt) ponieważ skumulowane saldo przepływów pieniężnych na koniec każdego roku eksploatacji inwestycji jest dodatnie.

#### ***10.6 Ocena finansowej rentowności inwestycji i kapitału krajowego – wskaźniki efektywności finansowej projektu (NPV, IRR)***

Celem niniejszego punktu jest obliczenie finansowych wskaźników efektywności przedsięwzięcia i efektywności środków własnych. Wskaźniki te obrazują zdolność przychodów netto (dochodów) do pokrycia kosztów inwestycji, bez względu na sposób ich finansowania. Finansowa bieżąca wartość netto inwestycji (FNPV/C) jest sumą zdyskontowanych strumieni pieniężnych netto generowanych przez projekt. Finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji (FIRR/C) jest stopą dyskontową, przy której wartość FNPV/C wynosi zero, tzn. bieżąca wartość przyszłych przychodów jest równa bieżącej wartości kosztów projektu. Dla projektu wymagającego dofinansowania z funduszy UE wskaźnik FNPV/C nie uwzględniający dofinansowania z funduszy UE powinien mieć wartość ujemną, a FIRR/C wartość niższą od stopy dyskontowej użytej w analizie finansowej.

Ujemna wartość FNPV/C świadczy o tym, że przychody generowane przez projekt nie pokrywają kosztów i że dla realizacji projektu niezbędne jest dofinansowanie.

Wartość wskaźnika FIRR/C jest niższa od wartości stopy dyskontowej co świadczy o braku nadmiernego zwrotu z projektu.

W rozumieniu art.61 Rozporządzenia nr 1303/2013 w skład przychodów nie wchodzi dotacje oraz różnego rodzaju subwencje. Są one jedynie źródłami pomocy, finansowania, które są wykazywane po stronie źródeł w analizie trwałości. Zgodnie z wytycznymi do przychodów na potrzeby wyliczania wskaźników FNPV, FIRR nie bierzemy pod uwagę w/w dotacji oraz subwencji jako przychodów nie płaconych bezpośrednio przez użytkowników.

Do obliczeń został przyjęty 20-letni okres referencyjny.

1. Kategorie przepływów pieniężnych branych pod uwagę w celu wyliczenia wskaźników efektywności finansowej FNPV/C, FRR/C

jako wydatki:

- ✓ początkowe nakłady inwestycyjne,
- ✓ inwestycje odtworzeniowe,
- ✓ koszty działalności operacyjnej,

oraz jako wpływy

- ✓ wpływy z przychodów generowanych przez projekt,
- ✓ wartość rezydualną projektu na koniec okresu jego użytkowania.

2. Kategorie przepływów pieniężnych branych pod uwagę w celu wyliczenia wskaźników efektywności finansowej FNPV/K, FRR/K

jako wydatki:

- ✓ początkowe nakłady inwestycyjne,
- ✓ inwestycje odtworzeniowe,
- ✓ koszty działalności operacyjnej,

oraz jako wpływy

- ✓ wpływy z przychodów generowanych przez projekt,
- ✓ wartość rezydualną projektu na koniec okresu jego użytkowania,
- ✓ spłaty kredytów,
- ✓ dotacja UE

**Tabela nr 76. Wyniki oceny efektywności finansowej, PLN**

Główne elementy i parametry	Finansowy zwrot z inwestycji	Finansowy zwrot z kapitału krajowego

Finansowa stopa zwrotu (%)	-2,28%	FRR/C	8,12%	FRR/K
Zaktualizowana wartość netto (PLN)	-7 109 188	FNPV/C	1 433 411	FNPV/K

Wskaźniki efektywności finansowej projektu określające finansowy zwrot z inwestycji (FNPV/C i FRR/C) są ujemne i tym samym można stwierdzić, że z punktu widzenia finansowego, przy założeniu komercyjnych kryteriów oceny efektywności projekt nie ma szans na realizację. Otrzymana ujemna wartość FNPV/C świadczy o tym, że przychody generowane przez projekt nie pokryją kosztów i w związku z tym **dla realizacji projektu potrzebne będzie dofinansowanie**.

### 10.7 Ustalenie właściwego (maksymalnego) dofinansowania z funduszy UE

Maksymalny poziom dofinansowania projektu określono na podstawie przepisów prawa wspólnotowego i krajowego, w tym:

- *Wytycznych w zakresie zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód i projektów hybrydowych na lata 2014-2020*
- Rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dn. 17 czerwca 2014 roku uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu [GBER]
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju w sprawie udzielania pomocy inwestycyjnej na inwestycje w układzie wysokosprawnej Kogeneracji oraz na propagowanie energii ze źródeł odnawialnych w ramach regionalnych programów operacyjnych na lata 2014-2020

**Projekt będzie generował przychody** w rozumieniu art. 61 ust. 1 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1303/2013 z dn. 17 grudnia 2013r.

**Wnioskodawca należy do kategorii dużych przedsiębiorstw** - zgodnie z załącznikiem nr 1 do Rozporządzenia (UE) nr 651/2014, PEC w Ciechanowie Sp. z o.o. (100% udziałowcem spółki jest Gmina Miejska Ciechanów) nie spełnia kryteriów MŚP.

#### **Projekt objęty pomocą publiczną.**

W związku z powyższym poziom dofinansowania ze środków UE obliczono 3 etapowo:

- Etap I – Wyliczenie dofinansowania w oparciu o lukę w finansowaniu
- Etap II – Wyliczenie dofinansowania w oparciu o GBER
- Etap III – Obliczenie maksymalnej kwoty dotacji (max D)

## Etap I – wyliczenie dofinansowania w oparciu o lukę w finansowaniu

Wyliczenie dofinansowania ze środków UE w oparciu o lukę w finansowaniu przeprowadzono w arkuszu kalkulacyjnym – model finansowy PEC w Ciechanowie Sp. z o.o.

Max CRpa –maksymalna wielkość współfinansowania określona w SZOOP PRO WM dla działania 4.2 na poziomie 80%

**Tabela nr 77. Wskaźnik luki finansowej**

Max. wydatek kwalifikowany (Max. Eligible Expenditure) - luka finansowa	Max EE =	7 109 187,66
Wskaźnik luki finansowej (Funding Gap)	R =	50,03%
Kwota decyzji (Decision Amount)	DA =	7 679 605,00
Maksymalna stopa współfinansowania (Maximum co-funding rate)	Max CRpa =	80,00%
Dotacja UE	EU Grant =	6 143 684,00
Efektywna stopa dofinansowania projektu z UE		40,02%

W wyniku wyliczeń otrzymano wartość 6 143 684,00 zł.

## Etap II – wyliczenie wartości dofinansowania w oparciu o GBER

Z uwagi na przedmiot projektu i konieczność wyodrębnienia kosztów niezbędnych aby przedmiotowa instalacja mogła funkcjonować jako wysokosprawna instalacja kogeneracyjna, wysokość kosztów kwalifikowanych projektu oraz kwoty pomocy publicznej (wysokości dofinansowania ze środków UE) określono na podstawie art. 40 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014.

W tym celu koszt projektu odniesiono do podobnej, mniej przyjaznej dla środowiska inwestycji tzw. inwestycji referencyjnej, która mogłaby być przeprowadzona w przypadku braku pomocy. Różnica między kosztami obu inwestycji określa koszt bezpośrednio związany z osiągnięciem wyższego poziomu ochrony środowiska i stanowi koszt kwalifikowany projektu.

Inwestycja referencyjna została określona w oparciu o kryteria techniczne (te same zdolności wytwórcze i parametry techniczne z wyjątkiem tych, które są bezpośrednio związane z dodatkowymi inwestycjami w zamierzony cel) i ekonomiczne. Za inwestycję referencyjną przyjęto tradycyjny system ciepłowniczy o takiej samej mocy pod względem efektywnej produkcji energii.

W celu określenia wysokości kosztów kwalifikowanych inwestycji referencyjnej oraz maksymalnej potencjalnej kwoty pomocy publicznej, skorzystano z kalkulatora

przygotowanego w ramach raportu pn. "Analiza w celu określenia nakładów inwestycyjnych instalacji referencyjnych dla projektów OZE i wysokosprawnej kogeneracji do obliczenia kwoty pomocy inwestycyjnej". Wynik przedstawiają poniższe tabele.

## KALKULATOR POMOCY PUBLICZNEJ

### DANE IDENTYFIKACYJNE WNIOSKODAWCY

Nazwa wnioskodawcy:

Nazwa projektu:

Lokalizacja projektu (adres, gmina, województwo)

### DANE DLA INSTALACJI PLANOWANEJ

Nakłady inwestycyjne\*:  PLN

Czy Wnioskodawca jest małym przedsiębiorcą?

Czy Wnioskodawca jest średnim przedsiębiorcą?

Województwo lokalizacji inwestycji:

Dane techniczne:

a) Obszar (rodzaj) instalacji planowanej:

b) Technologia:

c) Moc instalacji brutto:  MWe  MWt

d) Średnia produkcja netto roczna w okresie trwałości projektu:

energia elektryczna:  MWh ciepło:

e) Moc instalacji w paliwie  MW  
nie dotyczy

Czy inwestycja posiada instalację referencyjną? (art. 41 p. 7b)

### WYNIKI KALKULACJI

Maksymalna intensywność pomocy:

Nakłady jednostkowe na instalację planowaną (wskaźnik):  mln PLN/MWt

Nakłady jednostkowe na instalację referencyjną (wskaźnik):  mln PLN/MWt

Nakłady całkowite na instalację referencyjną:  PLN

Różnica nakładów pomiędzy instalacją referencyjną a instalacją planowaną (Koszty kwalifikowane):  PLN

Maksymalna potencjalna kwota pomocy publicznej\*\*:  PLN

\* Nakłady inwestycyjne podane zgodnie z regulaminem konkursu

\*\* Faktyczna kwota pomocy będzie wynikała z warunków określonych w regulaminach konkursowych oraz będzie wynikiem negocjacji z instytucją udzielającą wsparcia.

**Zgodnie z wyliczeniami zawartymi w Kalkulatorze pomocy publicznej maksymalna wartość dotacji wynosi 6 022 000,00 zł.**



### Etap III – Obliczenie maksymalnej kwoty dotacji (max D)

Dofinansowanie **max D** wyliczono jako niższą wartość dotacji obliczoną w etapie I i II.

**Max D = min (6 143 684,00 zł ; 6 022 000,00 zł).**

**Wnioskowane dofinansowanie w przypadku przedmiotowego projektu wynosi 6 022 000,00 zł.**

#### **10.8 Weryfikacja trwałości finansowej projektu i Beneficjenta**

Po określeniu kosztów inwestycji, przychodów i kosztów operacyjnych, a także źródeł finansowania, niezbędne jest określenie trwałości finansowej projektu. Projekt jest trwały finansowo, kiedy nie generuje ryzyka wyczerpania środków pieniężnych w przyszłości. W tym przypadku istotne znaczenie ma moment, w którym następują wpływy i płatności gotówkowe. Projektodawcy powinni wykazać, w jaki sposób w horyzoncie czasowym projektu źródła finansowania (łącznie z przychodami, w rozumieniu art.55 ust.1 i wszelkimi rodzajami transferów pieniężnych będą systematycznie odpowiadać wydatkom rok do roku. Trwałość występuje wtedy, gdy suma przepływów netto w ramach skumulowanych strumieni pieniężnych generowanych przez projekt jest dodatnia we wszystkich rozpatrywanych latach. Różnica między strumieniami przychodzącymi i wychodzącymi wykaże deficyt. Ponadto, trwałość finansowa powinna zostać zbadana w odniesieniu do Beneficjenta/Operatora. Na potrzeby niniejszej analizy zbadano trwałość zarówno dla projektu jak i Beneficjenta. Analiza Beneficjenta pokazuje, że w każdym roku analizy projekt generuje dodatnie saldo przepływów pieniężnych.

Na podstawie przeprowadzonych wyliczeń należy stwierdzić, że projekt jest trwały finansowo, ponieważ skumulowane saldo przepływów pieniężnych dla Beneficjenta z Projektem na koniec każdego roku wdrażania inwestycji i jej eksploatacji jest dodatnie.

#### **Trwałość dla Beneficjenta**

skumulowane (niezdyktowane) przepływy finansowe w całym okresie referencyjnym dla Beneficjenta z projektem	33 259 295,95
--	---------------

#### **Trwałość dla projektu**

skumulowane (niezdyktowane) przepływy finansowe w całym okresie referencyjnym dla projektu	5 902 112
--	-----------

Cała kalkulacja analizy trwałości finansowej przedstawiona została w załączniku do SW.

## **10.9 Syntetyczna ocena wyników analizy finansowej**

W podsumowaniu należy stwierdzić, iż inwestycja generuje stratę netto głównie przez wysokie odpisy amortyzacyjne oraz wysokie koszty operacyjne. Wskaźniki efektywności finansowej FNPV/C, FRR/C generują ujemne wartości co oznacza, że inwestycja wymaga dofinansowania. Beneficjent w każdym roku eksploatacji inwestycji ma dodatnie saldo przepływów pieniężnych, co gwarantuje utrzymanie płynności finansowej.

## **11. Analiza kosztów i korzyści (analiza ekonomiczna)**

Celem analizy ekonomicznej jest ocena oczekiwanego wpływu projektu na obszar społeczno-gospodarczy, na który oddziaływać będzie projekt w okresie realizacji inwestycji oraz po jej zakończeniu. Zgodnie z wytycznymi, ponieważ przedmiotowa inwestycja nie należy do dużych projektów, niniejszą analizę przeprowadzono w formie opisowej.

Założenia:

- analizę dokonano z punktu widzenia całego społeczeństwa,
- uwzględniono koszty i korzyści zewnętrzne,
- analizę przeprowadzono w formie opisowej.

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

W celu uzyskania pełnego obrazu korzyści i kosztów płynących z realizacji inwestycji analizę finansową należy poszerzyć o aspekty ekonomiczne i społeczne. Analiza ekonomiczna projektu ma za zadanie nie tylko uwzględnienie przepływów pieniężnych związanych ściśle z inwestycją i inwestorem, ale także powinna uwzględniać szereg efektów zewnętrznych towarzyszących inwestycji. Efekty te nie są przedmiotem transakcji rynkowych i dlatego próba ich wyceny musi być traktowana jako jedynie przybliżenie ich wartości, a nie jako niepodważalną i jednoznaczną wielkość. Niniejsza analiza ma raczej na celu wykazanie wzrostu korzyści dla społeczeństwa, niż konkretne wartościowanie tego w pieniądzu.

Przedmiotowy projekt nie jest dużym projektem w rozumieniu art. 100 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1303/2013 z dnia 17 grudnia 2013 r. W związku z tym zgodnie z „Wytycznymi MliR w zakresie zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód i projektów hybrydowych na lata 2014-2020”, zaleca się, aby analiza kosztów i korzyści została przeprowadzona w sposób uproszczony i opierała się na oszacowaniu ilościowych i jakościowych skutków realizacji projektu.

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

#### **Społeczne**

Negatywne efekty zewnętrzne na etapie budowy, związane z otwarciem placu budowy, szczególnie na terenach miejskich (ujemny wpływ na funkcje mieszkaniowe, produkcyjne i usługowe, możliwości poruszania się, dziedzictwo historyczne i kulturowe, na elementy infrastruktury itp.).

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

#### **Ekologiczne**

- redukcja emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza

#### **Społeczne**

- zmniejszenie zachorowalności na choroby układu oddechowego w wyniku zmniejszenia emisji do atmosfery szkodliwych substancji (m.in. CO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> itp.)
- powstanie nowych miejsc pracy
- podniesienie komfortu życia mieszkańców regionu oraz wzrost ich świadomości na temat możliwości oszczędzania i pozyskiwania energii z różnych źródeł

#### **Ekonomiczne**

- **wzrost przychodów firm świadczących usługi w ramach analizowanej inwestycji**  
Zwiększenie przychodów firm z branży produkcyjno-usługowo-handlowych na etapie przygotowania i realizacji projektu poprzez udzielanie doradztwa, świadczenie usług budowlanych, sprzedaż materiałów budowlanych i odpowiedniego wyposażenia.
- **wyższe wpływy do budżetu gminy z tytułu podatków i innych opłat**  
Wzrost wpływów do budżetu JST z tytułu podatku od nieruchomości.

#### **Gospodarcze**

- **zwiększenie i dywersyfikacja dostaw energii w celu zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na energię ciepłą**

Zwiększenie (i dywersyfikacja) bieżącego poziomu energii ogółem w regionie w celu zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na energię oraz objęcie usługą nowych obszarów.

➤ **zmniejszenie kosztów energii w związku z zastąpieniem określonego źródła energii**

Zmniejszenie kosztów produkcji i dystrybucji energii poprzez zastąpienie jednego źródła energii innymi.

➤ **zwiększenie efektywności energetycznej**

Poprawa jakości systemu energetycznego, która spowoduje zwiększenie efektywności energetycznej dzięki ograniczeniu strat energii lub ogólnej poprawie technologii produkcji energii.

Zauważyć należy, że projekt przyczynia się do generowania korzyści odnoszących się przede wszystkim do ograniczenia zanieczyszczeń środowiska naturalnego i zachowaniu zasobów naturalnych, wzrostu zatrudnienia w regionie, większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii będących rodzimymi dobrami energetycznymi odgrywającymi rosnącą rolę w redukcji poziomu importowanej energii z pozytywnym wpływem na bilans handlowy oraz zabezpieczenie dostaw.

## **12. Analiza wrażliwości i ryzyka (tylko dla dużych projektów).**

Projekt nie jest projektem dużym w myśl art. 100 rozporządzenia nr 1303/2013. W związku z powyższym nie przeprowadzono analizy wrażliwości i ryzyka.

## **13. Analizy specyficzne dla danego rodzaju projektu / sektora.**

### ***13.1 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 ze Strategią ZIT oraz Planem Gospodarki Niskoemisyjnej, programem rewitalizacji (o ile dotyczy), itd.***

Działalność sektora ciepłowniczego w Polsce z uwagi na swą specyfikę, regulowana jest wieloma dokumentami, które w ostatnim czasie uległy istotnym zmianom. Najistotniejszymi branżowymi aktami prawnymi są:

**1. Ustawa Prawo Energetyczne** Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z dnia 10 kwietnia 1997 r wraz z późniejszymi zmianami - dokument ten prezentuje zasady kształtowania zarówno polityki energetycznej państwa, jak i warunki oraz zasady zaopatrzenia i użytkowania energii, paliw, w tym ciepła; określono w nim organy odpowiedzialne za gospodarkę paliwami i energią oraz

zasady działalności przedsiębiorstw energetycznych; ustawa ta ma na celu tworzenie odpowiednich warunków do rozwoju kraju i konkurencji, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, uwzględnienie wymogów ochrony naturalnego środowiska oraz przeciwdziałanie ewentualnym skutkom monopolu naturalnych. W myśl przepisów ustawy – ciepło to energia cieplna w parze, gorącej wodzie lub innych nośnikach.

**2. Ustawa o efektywności energetycznej** Dz.U. 2011 nr 94 poz. 551 z dnia 15 kwietnia 2011 r. wraz z późniejszymi zmianami – określa ona cele Polski odnoszące się do oszczędnego gospodarowania energią.

**3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009r.** w sprawie wspólnych zasad rynku energii elektrycznej wewnątrz Unii - w celu stworzenia równych warunków do działania wszystkich przedsiębiorstw energetycznych znajdujących się na terenie UE. W myśl zapisów dyrektywy na dobrze funkcjonującym rynku wewnętrznym energii producenci powinni być zachęceni do inwestycji w nowe moce wytwórcze, głównie w odnawialne źródła energii, a konsumentów, powinno się dostarczać środki do wydajnego zużywania energii.

Na polskim rynku ciepła ceny usług sieciowych oraz samego ciepła regulowane są przez Urząd Regulacji Energetyki. Regulacjom tym podlegają wyłącznie koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, a więc takie, których moc zainstalowana jest większa niż 5MW.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o. o. prowadzi działalność na podstawie koncesji ( na wytwarzanie ciepła, przesył i dystrybucję ciepła) wydanej Spółce decyzjami z dnia 4 września 1998r.. przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, które obowiązują do 31.12.2025r. oraz taryfy na ciepło zatwierdzonej przez URE z dnia 13.02.2018r. Nowa taryfa obowiązywać będzie od dnia 1 kwietnia 2018 r

W roku bieżącym przedsiębiorstwo uzyskało koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej w jednostce kogeneracyjnej o mocy zainstalowanej 0,530MW(1x0,53MW),- Nr WEE/16719/247/W/OŁO/2018/MGG z dnia 16.02.2018r. na okres od 16.02.2018r. do 31.12.2030r.

Ponadto Spółka jest własnością Miasta Ciechanów (w 100%), a zatem jej działania i rozwój muszą być zgodne z uchwałami oraz programami podjętymi i uchwalonymi przez Miasto Ciechanów tj. :

- ✓ Miejscowe Plany Zagospodarowania Przestrzennego,
- ✓ Strategia Rozwoju Miasta,
- ✓ Plan Rozwoju Lokalnego Miasta
- ✓ Lokalny Program Rewitalizacji
- ✓ Plan Gospodarki Niskoemisyjnej,

- ✓ Program Ochrony Środowiska Gminy Miejskiej Ciechanów na lata 2013-2016r. z uwzględnieniem perspektywy do 2020 r.
- ✓ Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepłą i gazową dla Gminy Miejskiej Ciechanów

Projekt będący przedmiotem niniejszego Studium Wykonalności jest zgodny z m.in. „Strategią Rozwoju Kraju 2020”, z Pakietem Klimatyczno-Energetycznym UE „3x20”, ze „Strategią Rozwoju Województwa Mazowieckiego do roku 2030”.

Realizacja projektu, w którym założono produkcję energii cieplnej i energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii – biomasy, przyczyni się do rozwoju infrastruktury energetycznej, unowocześnienia źródła energii cieplnej. W wyniku realizacji inwestycji nastąpi redukcja gazów cieplarnianych, poprawa stanu środowiska, zwiększy się udział energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii a także zwiększeniu ulegnie bezpieczeństwo energetycznego kraju.

Po modernizacji w Ciepłowni zostanie wprowadzone nowe paliwo – biomasa. Produkcja energii cieplnej będzie oparta o spalanie mialu węglowego oraz biomasy. Dywersyfikacja dostawy paliw postawi Inwestora w bardzo korzystnej sytuacji – nie będzie on zależny od jednego rodzaju paliwa. W razie perturbacji z dostawą biomasy, będzie miał możliwość produkcji energii z wykorzystaniem mialu węgla kamiennego, tym samym zapewniając ciągłość i niezawodność dostaw energii cieplnej.

## 14. Pomoc publiczna.

Zgodnie ze źródłowym przepisem w zakresie pomocy publicznej - art. 107 ust. 1 Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE), planowana inwestycja jest objęta pomocą publiczną.

Przesłanki wystąpienia pomocy publicznej:

- ✓ wsparcie jest przyznawane przez Państwo lub pochodzi ze środków państwowych - „TAK” – ponieważ projekt uzyska dofinansowanie w ramach RPO WM;
- ✓ wsparcie to jest udzielane na warunkach korzystniejszych niż oferowane na rynku (korzyść ekonomiczna) - „TAK” występuje transfer zasobów między województwem (Instytucją Zarządzającą) a PEC w Ciechanowie Sp. z o. o. (Beneficjentem);
- ✓ wsparcie ma charakter selektywny tzn. uprzywilejowuje określone podmioty lub wytwarzanie określonych dóbr - „TAK” ponieważ transfer faworyzuje podmioty określone jako Beneficjenci zgodnie z RPO WM (tylko wybrane grupy podmiotów mogą na tych samych zasadach ubiegać się o dofinansowanie w ramach danego działania);

- ✓ wsparcie grozi zakłóceniem lub zakłóca konkurencję oraz wpływa na wymianę handlową między Państwami Członkowskimi UE - „TAK” – Beneficjent oferuje towary i/lub usługi za odpłatnością na rynku otwartym w warunkach konkurencji. Przysporzenie korzyści dla Beneficjenta powoduje jego przewagę ekonomiczną w stosunku do innych uczestników tego rynku.

W związku z tym przedmiotowy projekt jest objęty pomocą publiczną, gdyż spełnia jednocześnie wszystkie powyżej wymienione przesłanki.

## 15. Załącznik do studium wykonalności – model finansowy