



STUDIUM WYKONALNOŚCI

**Budowa i przebudowa kogeneracji
gazowych o łącznej mocy 4,636 MWe i
5,729 MWt w Elektrociepłowni Ciechanów**

Warszawa, czerwiec 2025 r.

Dane identyfikacyjne przedsiębiorstwa			
Zamawiający:		Elektrociepłownia Ciechanów Spółka z o. o. ul. Tysiąclecia 18, 06-400 Ciechanów	
Nazwa, adres firmy wykonującej opracowanie:			
KRAJOWA AGENCJA POSZANOWANIA ENERGII S.A. Al. Jerozolimskie 65/79, 00-697 Warszawa tel.: +48 22 626 09 10 e-mail: kape@kape.gov.pl www.kape.gov.pl			
Koordynator:		Kontakt:	
Piotr Kirpsza		pkirpsza@kape.gov.pl; tel. 665 726 500	
Zespół projektowy Krajowej Agencji Poszanowania Energii S.A.			
Lp.	Imię i nazwisko:		
1.	Krzysztof Skowroński		
2.	Mateusz Świerzewski		
3.	Wojciech Walicki		
4.	Ryszard Owczarkowski		
Koordynator opracowania ze strony Zamawiającego			
Lp.	Imię i Nazwisko:	Kontakt:	
1.	Jacek Kiński	j.kinski@elektrociepowniaciechanow.pl, tel: 605-407-761	
Miejscowość:		Data wykonania:	
Ciechanów		15.06.2025 r.	

SPIS TREŚCI

UWAGA, WSZYSTKIE ZMIANY W STUDIUM WYKONALNOŚCI W STOSUNKU DO POPRZEDNIEJ WERSJI ZOSTANĄ OZNACZONE KOLOREM CZERWONYM. 6

1. INFORMACJE O WNIOSKODAWCY: 6

1.1. FORMA PRAWNA I STRUKTURA WŁASNOŚCIOWA 6

1.2. PRZEDMIOT DZIAŁALNOŚCI 6

1.3. KWALIFIKACJE I DOŚWIADCZENIE KADRY ZARZĄDZAJĄCEJ ODPOWIEDZIALNEJ ZA REALIZACJĘ PRZEDSIĘWZIĘCIA 6

1.4. DOŚWIADCZENIE WNIOSKODAWCY W REALIZACJI INNYCH PRZEDSIĘWZIĘĆ 8

2. OPIS PRZEDSIĘWZIĘCIA: 12

2.1. CEL, OPIS I ZAKRES RZECZOWY PRZEDSIĘWZIĘCIA 12

2.2. ANALIZA TECHNICZNA I TECHNOLOGICZNA 16

2.2.1. Opis odbioru ciepła z układów kogeneracyjnych 16

2.2.2. Opis stanu przed modernizacją 18

2.2.3. Opis stanu po modernizacji 22

2.2.4. Wpływ inwestycji na parametry produkcyjne 25

2.2.5. Efekty projektu 30

2.2.6. Plan neutralności klimatycznej 36

2.2.7. Status efektywnej energetycznie sieci ciepłowniczej 37

2.2.8. Magazyn ciepła 39

2.2.9. Plan eksploatacji Instalacji w odniesieniu do harmonogramu stopniowego zaprzestania wykorzystania energii z węgla ujętego w Krajowym Planie w Dziedzinie Energii i Klimatu 42

2.2.10. Koncepcja monitoringu emisji fizycznych (metanu). 43

2.2.9 Opis Inwestycji jako elementu przyjętego przez Gminę/Miasto Planu zaopatrzenia w ciepło zgodnie z art. 25 Dyrektywy UE 2023/1791 z 13 września 2023r 44

3. ANALIZA ALTERNATYWNYCH ROZWIĄZAŃ	46
4. PLAN WDROŻENIA PRZEDSIĘWZIĘCIA:	52
4.1. STRUKTURA ORGANIZACYJNA JEDNOSTKI ODPOWIEDZIALNEJ ZA WDRAŻANIE PRZEDSIĘWZIĘCIA	52
4.2. NIEZBĘDNE DZIAŁANIA PRZYGOTOWAWCZE DO REALIZACJI PRZEDSIĘWZIĘCIA WYNIKAJĄCE Z UZYSKANYCH DECYZJI/POZWOLEŃ, W TYM STAN OBECNY	53
4.3. HARMONOGRAM RZECZOWO-FINANSOWY PRZEDSIĘWZIĘCIA	59
5. FINANSOWANIE PRZEDSIĘWZIĘCIA	63
5.1. ANALIZA ZDOLNOŚCI WNIOSKODAWCY DO OBSŁUGI PLANOWANEGO ZADŁUŻENIA ZWIĄZANEGO Z REALIZACJĄ PRZEDSIĘWZIĘCIA.	63
5.2. PLANOWANE KOSZTY CAŁKOWITE I KWALIFIKOWANE PRZEDSIĘWZIĘCIA	63
ŹRÓDŁO: BUDŻET INWESTYCJI.....	63
5.3. PLANOWANE ŹRÓDŁA FINANSOWANIA KOSZTÓW CAŁKOWITYCH I KWALIFIKOWANYCH PRZEDSIĘWZIĘCIA	63
5.3.1. Środki własne.....	63
5.3.2. Środki NFOŚiGW - warunki dofinansowania proponowane przez Wnioskodawcę: okres wypłat i spłat, karencja, oprocentowanie, typ i forma zabezpieczenia zwrotu wnioskowanego dofinansowania - zgodnie z załączką „Warunki finansowania” z Wniosku wypełnianego w GWD	63
5.3.3. Zewnętrzne źródła finansowania - warunki finansowe (okres wypłat i spłat, karencja, oprocentowanie, itp.), w tym typ i forma zabezpieczenia zwrotu wnioskowanego dofinansowania	64
6. ANALIZA FINANSOWA	65
6.1. ZAŁOŻENIA I METODYKA ANALIZY FINANSOWEJ	65
6.2. ANALIZA BIEŻĄCEJ SYTUACJI FINANSOWEJ WNIOSKODAWCY	66

ŹRÓDŁO: SPRAWOZDANIA FINANSOWE WNIOSKODAWCY	67
6.3. ANALIZA POPYTU I PROGNOZA PRZYCHODÓW	70
6.3.2. <i>Przebieg działalności gospodarczej Wnioskodawcy w latach ubiegłych.....</i>	<i>70</i>
6.3.3. <i>Prognoza popytu na usługi Wnioskodawcy.....</i>	<i>71</i>
6.3.4. <i>Prognoza przychodów.....</i>	<i>73</i>
6.4. PROGNOZA KOSZTÓW OPERACYJNYCH	79
6.5. ANALIZA ZAPOTRZEBOWANIA NA KAPITAŁ OBROTOWY WNIOSKODAWCY	82
6.6. PROGNOZA RACHUNKU ZYSKÓW I STRAT	83
6.6.1. <i>Prognoza kosztów i przychodów operacyjnych wyodrębnionych dla przedsięwzięcia....</i>	<i>83</i>
6.6.2. <i>Prognoza rachunku zysków i strat dla Wnioskodawcy.....</i>	<i>85</i>
6.7. PROGNOZA BILANSU DLA WNIOSKODAWCY	88
6.8. PROGNOZA RACHUNKU PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH DLA WNIOSKODAWCY	92
6.9. OCENA WYKONALNOŚCI I TRWAŁOŚCI FINANSOWEJ	96
6.10. OCENA WYNIKÓW ANALIZY FINANSOWEJ I ANALIZY WSKAŹNIKOWEJ	100
7. OCENA RYZYKA I ANALIZA WRAŻLIWOŚCI.....	103
7.1. ANALIZA RYZYKA.	103
7.2. ANALIZA WRAŻLIWOŚCI.....	104
8. ANALIZA (DNSH - DO NO SIGNIFICANT HARM)	110

Uwaga, wszystkie zmiany w studium wykonalności w stosunku do poprzedniej wersji zostaną oznaczone kolorem czerwonym.

1. Informacje o Wnioskodawcy:

1.1. Forma prawna i struktura własnościowa

Forma prawna

Elektrociepłownia Ciechanów Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością, jednoosobowa spółka jednostki samorządu terytorialnego.

Struktura własności

100% udziałów w Spółce posiada Gmina Miejska Ciechanów (21 188 udziałów o łącznej wartości 11 229 640,00 zł). Nie przewiduje się zmian w strukturze własnościowej.

1.2. Przedmiot działalności

Głównym (podstawowym) przedmiotem działalności Przedsiębiorcy jest wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych (PKD 35.30.Z.).

Przedmiotem pozostałej działalności Przedsiębiorcy są:

- PKD 35.11.Z. Wytwarzanie energii elektrycznej,
- PKD 35.13.Z. Dystrybucja energii elektrycznej,
- PKD 35.14.Z. Handel energią elektryczną,
- PKD 33.20.Z. Instalowanie maszyn przemysłowych, sprzętu i wyposażenia,
- PKD 36.00.Z. Pobór, uzdatnianie i dostarczanie wody,
- PKD 38.21.Z. Obróbka i usuwanie odpadów innych niż niebezpieczne,
- PKD 2.21.Z. Roboty związane z budową rurociągów przesyłowych i sieci rozdzielczych,
- PKD 42.22.Z Roboty związane z budową linii telekomunikacyjnych i elektroenergetycznych,
- PKD 46.74.Z. Sprzedaż hurtowa wyrobów metalowych oraz sprzętu i dodatkowego wyposażenia hydraulicznego i grzejnego.

Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. jest Koordynatorem Ciechanowskiego Klastra Energii zarejestrowanego w URE pod nr 1.

1.3. Kwalifikacje i doświadczenie kadry zarządzającej odpowiedzialnej za realizację przedsięwzięcia

Wnioskodawca posiada bogate doświadczenie w zakresie realizacji projektów z dziedziny objętej wnioskiem lub o charakterze podobnym. Dzięki realizacji dotychczasowych projektów zarówno pracownicy przedsiębiorstwa jak i kadra zarządzająca zdobyli doświadczenie w realizacji projektów inwestycyjnych, w tym dofinansowanych ze środków publicznych. Posiadają oni stosowne kompetencje nie tylko w zakresie obsługi procesów inwestycyjnych, ale również posiadają wiedzę techniczną oraz ekonomiczną niezbędną do realizacji projektu. Wnioskodawca w swoich strukturach wyłonił zespół, który bierze czynny udział w realizacji projektu. W zależności od rodzaju zadań, za poszczególne zadania będą odpowiedzialne następujące działy i osoby w Elektrociepłowni Ciechanów, przy wsparciu ekspertów zewnętrznych.

Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. w roku 2023 zatrudniało 92 osoby. Wszyscy pracownicy mają odpowiednie kwalifikacje i uprawnienia określone przepisami szczegółowymi oraz staż pracy w ciepłownictwie. Przedsiębiorstwo funkcjonuje zgodnie z zapisami Regulaminu

organizacyjnego Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. Tekst jednolity regulaminu, zatwierdzony Uchwałą Rady Nadzorczej nr 3/2023 z dnia 20 stycznia 2023 r. oraz wprowadzony Zarządzeniem Prezesa Zarządu Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. Nr 3/2023 z dnia 23 stycznia 2023 r. ze zm..

Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. dysponuje potencjałem administracyjnym niezbędnym do realizacji projektu oraz doświadczeniem w realizacji inwestycji modernizacyjnych systemu ciepłowniczego, którym zarządza. Inwestor odpowiedzialny będzie za przygotowanie projektu, realizację rzeczową i finansową inwestycji, promocję projektu, monitorowanie przebiegu realizowanego przedsięwzięcia oraz rozliczenie otrzymanej pożyczki.

W procesie zarządzania projektem zaangażowany zostanie Kierownik projektu – Prezes Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o. o. (odpowiedzialny za całokształt zarządzania projektem), Główny Księgowy firmy (odpowiada za całość spraw znajdujących się w obszarze finansowo-księgowym, gospodarki magazynowej oraz kadrowym i płacowym). Wszystkie zaangażowane do projektu osoby posiadają odpowiednie wykształcenie, doświadczenie oraz kwalifikacje w zakresie planowania i prowadzenia projektów inwestycyjnych w dziedzinie ciepłownictwa.

Dodatkowo, ze względu na charakter przedsięwzięcia oraz zakres planowanych w ramach projektu działań, inwestycja będzie wspomagana przez wyłoniony w wyniku przetargu nadzór inwestorski, którego zadaniem będzie sprawowanie nadzoru

nad kompleksową realizacją inwestycji zgodnie z przepisami Prawa budowlanego oraz z zasadami działania inspektora nadzoru.

1.4. Doświadczenie Wnioskodawcy w realizacji innych przedsięwzięć

Zestawienie inwestycji i modernizacji w PEC Ciechanów Sp. z o.o.:

➤ ***Modernizacja sieci ciepłowniczej w celu zwiększania jej efektywności i digitalizacji (lata 2015-2020).***

Realizacja „Modernizacja systemu ciepłego oraz inteligentny system nadzoru i sterowania siecią ciepłowniczą (dezagregacja węzłów) - etap II etap I - III” nakłady w wysokości 898.000,00 zł, finansowanie z programu nr 2017-OA-10 „Wspieranie zadań z zakresu ograniczania emisji zanieczyszczeń do powietrza oraz oszczędności energii cieplnej” WFOŚiGW w Warszawie pożyczka: w latach 2016-2020 suma 1 458 577 zł.

Zadania przykładowe realizowane w ramach w/w programu to:

1. Dezagregacja grupowego węzła ciepłego Witosza 3,
2. Wymiana zasuw sekcyjnych na sieci na zdalnie sterowane z doposażeniem w systemu pomiaru, monitoringu i diagnostyki,
3. Termomodernizacja punktów stałych napowietrznej sieci ciepłowniczej DN 600,
4. Wymiana sieci kanałowej na preizolowaną i wyposażenie w pomiar galwaniczny = monitoring awarii,
5. Modernizacja interfejsu sterowania i wizualizacji pracy sieci i węzłów online w czasie rzeczywistym ze sterowaniem pogodowym, zdalnym.

➤ ***Modernizacja źródła - zastępowanie węgla paliwem gazowym:***

Kolejną inwestycją zrealizowaną w roku 2017, 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 0,550 MWe.

Modernizacja polegała na montażu agregatu kogeneracyjnego opalanego gazem ziemnym o mocy nominalnej 1,341 MW (0,648 MWt oraz 0,530 MWe) 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 w 100% ze środków własnych przedsiębiorstwa (2 075 tys. zł netto).

W roku 2018 instalacja wyprodukowała 16 530 GJ/rok energii cieplnej oraz 3 826,62 MWh/rok energii elektrycznej - zużycie gazu 987 026 m³/rok. W ten sposób zwiększony został udział

energii ciepłej z kogeneracji gazowej kupowanej jako energia odpadowa od odbiorcy przemysłowego papierni Sofidel do ok. 15%. Kogeneracja gazowa była pierwszym krokiem na drodze dywersyfikacji paliwowej.

➤ ***Działania ograniczenie emisji pyłów PM 10 w źródłach PEC:***

2019 r. - Zrealizowano zadanie pn. ***„Modernizacja systemu ciepłowniczego PEC Ciechanów Sp. z o.o. polegające na modernizacji kotła wodnego WR-25 nr 3 na kocioł WR12-M w technologii ścian szczelnych wraz z instalacją odpylania spalin”***; finansowane pożyczką z NFOŚiGW w ramach programu priorytetowego nr 5.8.4 – „Wsparcie przedsięwzięć w zakresie niskoemisyjnej i zasobooszczędnej gospodarki. Część 4) EWE – efektywność energetyczna w przedsiębiorstwach” w wysokości 3 764 516 zł.

2020r. – Zrealizowano zadanie inwestycyjne pt. ***„Modernizacja systemu ciepłowniczego PEC w Ciechanowie Sp. z o.o. polegająca na modernizacji instalacji odpylania kotła wodnego WR-25 nr 2.”*** Instalacji odpylania spalin dla kotła WR-25M nr 2 została wykonana w technologii filtrów workowych w celu obniżenia emisji pyłu do poziomu ≤ 30 mg/m³u na wylocie filtra. Koszt wykonania tej instalacji wyniósł netto 1 470 000,00 zł.

2021 r. – Zrealizowano zadanie inwestycyjne pt. ***„Modernizacja instalacji odpylania spalin dla dwóch kotłów parowych OR10 040 KP1 i KP2 zabudowanych w Centralnej Ciepłowni PEC w Ciechanowie Sp. z o.o.”*** Instalacji odpylania spalin dla kotłów OR10 nr 1 i nr 2 została wykonana w technologii filtrów workowych w celu obniżenia emisji pyłu do poziomu ≤ 100 mg/m³u na wylocie filtra. Koszt wykonania tej instalacji wyniósł netto 631 500,00 zł.

W wyniku zrealizowanych modernizacji instalacji odpylania w źródłach PEC Ciechanów w latach 2015-2020, przy nakładach wynoszących ok. 7 mln zł nastąpiła redukcja zanieczyszczeń pyłowych PM 10 o 57% w stosunku do stanu bazowego 2015 r.

Sprawność odpylania po modernizacji wynosi 98%.

➤ ***Modernizacja źródła zastępowanie węgla paliwem gazowym i biomasą:***

2023r. – zrealizowano zadanie pn. ***„Modernizacja systemu ciepłowniczego PEC w Ciechanowie Sp. z o.o. poprzez budowę instalacji wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w wysokosprawnej kogeneracji”*** w ramach Działania 1.6 Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe, Poddziałanie 1.6.1. Źródła wysokosprawnej kogeneracji, oś priorytetowa I Zmniejszenie emisyjności gospodarki.

Zakres modernizacji obejmował wybudowanie trzech instalacji kogeneracyjnych:

- instalacji wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE (biomasa) opartej o kocioł parowy o nominalnej mocy cieplnej wynoszącej 13 MW i turbinę parową o mocy około 1,1 MWe,
- oraz budowę dwóch instalacji kogeneracyjnych gazowych wytwarzających energię elektryczną na potrzeby ciepłowni oraz energię ciepłą na potrzeby sieci ciepłowniczej:
 - ✓ nominalna moc 2,562 MW (1,163 MWc + 0,998 MWe),
 - ✓ nominalna moc 4,778 MW (2,379 MWc + 1,998 MWe).

W wyniku realizacji inwestycji Spółka osiągnie wymierny efekt w postaci zmniejszenia zużycia energii pierwotnej o 116 646,0 GJ/rok oraz zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o 41 690 MgCO₂/rok.

Całościowy koszt inwestycji to 64 632 943,63 zł.

2025 – aktualnie w fazie realizacji jest zadanie polegające na budowie kotła opalanego biomasą o mocy znamionowej ok. 8,0 MW w istniejącej ciepłowni w miejscu kotła KP3. Projektowany kocioł pracować będzie w sezonie grzewczym przez ok. 3 624 godz./rok i produkował ok. 104 371 GJ/rok.

Uruchomienie nowego źródła ciepła przewiduje się na koniec 2025 roku.

W wyniku realizacji inwestycji Spółka osiągnie wymierny efekt w postaci:

- ✓ Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej - **114 808,0 GJ/rok**
- ✓ zmniejszenie emisji CO₂ - **12 899,0 Mg CO₂/rok**
- ✓ zmniejszenie emisji pyłów - **4,72 Mg pyłu/rok**
- ✓ dodatkowa zdolność wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych – **8,0 MW**

Planowany całościowy koszt inwestycji to 26 802 000,0 zł.

➤ **Modernizacja sieci ciepłowniczej w celu zwiększania jej efektywności i digitalizacji IV etap**

Przedsiębiorstwo przeprowadziło również 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.

2023 r. -zrealizowano zadanie pn. „**Modernizacja systemu ciepłowniczego PEC w Ciechanowie Sp. z o.o. w celu ograniczenia strat przesyłu i dystrybucji ciepła**”, ramach POIiŚ na lata 2014-2020, Osi priorytetowej I Zmniejszenie emisyjności gospodarki, Działania 1.5 Efektywna dystrybucja ciepła i chłodu.

W ramach projektu zmodernizowano 4 888,0 m.b. istniejących sieci i przyłączy ciepłych, wybudowano 508,0 m.b. sieci ciepłej.

Ponadto wybudowano 33 szt. węzłów indywidualnych kompaktowych wymiennikowych dzięki likwidacji 5szt. węzłów grupowych oraz modernizacji istniejącego węzła indywidualnego.

Koszt całkowity inwestycji **12 317 318,40 PLN**.

2. Opis przedsięwzięcia:

2.1. Cel, opis i zakres rzeczowy przedsięwzięcia

Opis projektu

W związku z realizacją projektu dotyczącą budowy i przebudowy kogeneracji gazowych o łącznej mocy 4,636 MWe i 5,729 MWt w Elektrociepłowni Ciechanów, planuje się uruchomienie trzech nowych źródeł ciepła pracujących na sieć ciepłowniczą w rozproszeniu:

- 1) Przebudowa i uruchomienie istniejącego gazowego agregatu kogeneracyjnego w zabudowie kontenerowej, zasilany gazem ziemnym, o mocy elektrycznej równej 0,640 MWe i mocy cieplnej 0,648 MWt, zlokalizowanej na Ciepłowni centralnej przy ul. Tysiąclecia 18 w Ciechanowie.
- 2) Budowa i uruchomienie kogeneracji gazowej wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą, posadowionej wewnątrz budynku ul. Augustiańskiej (działka o nr. geod. 789/1), składających się z trzech głównych urządzeń:
 - zespół kogeneracyjny o mocy elektrycznej 1,998 MWe i mocy cieplnej 2,541 MWt (uwzględniając kondensację spalin).
 - zespół kogeneracyjny o mocy elektrycznej 0,999 MWe i mocy cieplnej 1,27 MWt (uwzględniając kondensację spalin).
 - magazyn ciepła o pojemności 50 m³, który pełnić będzie rolę stabilizacji sieci ciepłowniczej oraz maksymalizację przychodów za sprzedaż energii elektrycznej.
- 3) Budowa i uruchomienie kogeneracji gazowej wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą, posadowionej w kontenerze przy ul. Opinogórskiej (działka o nr. geod. 4302/25), która składa się z jednego zespołu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 0,999 MWe i mocy cieplnej 1,27 MWt (uwzględniając kondensację spalin).

Cel projektu

Celem realizacji przedsięwzięcia jest ograniczenie wykorzystania węgla na rzecz wysokosprawnej kogeneracji oraz zwiększenie efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego. Modernizacja układu kogeneracyjnego pozwoli na istotne zwiększenie produkcji energii elektrycznej przy jednoczesnej redukcji emisji zanieczyszczeń.

Realizacja przedsięwzięcia przyczyni się do osiągnięcia planowanych efektów rzeczowych wg. treści programu priorytetowego:

- Liczba instalacji wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji – **3 szt.**

- Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji – **10,365 MW**

Ponadto w efekcie realizacji przedsięwzięcia nastąpią planowane efekty ekologiczne:

- nastąpi redukcja zużycia energii pierwotnej o **16 952 MWh/rok (61 027 GJ/rok)**,
- wzrośnie ilość wytworzonej energii elektrycznej w skojarzeniu o **13 494 MWh/rok**,
- wzrośnie ilość wytworzonej energii ciepłej w skojarzeniu o **62 661 GJ/rok**
- zużycie węgla w kotłowni spadnie o **66 649 GJ/rok**,
- emisja CO₂ zostanie ograniczona o **9 404,152 ton/rok**,
- emisja pyłów zmniejszy się o **1005 kg/rok**.

Wszystkie powyższe efekty zostaną osiągnięte przy zachowaniu stałego poziomu ciepła dostarczanego do sieci na poziomie **498 768 GJ/rok gdzie produkcji ciepła ze źródeł EC Ciechanów wyniesie 473 797 GJ/rok**. Inwestycja będzie miała pozytywny wpływ zarówno na środowisko, jak i na lokalną społeczność dzięki ograniczeniu emisji szkodliwych substancji.

Zakres projektu obejmuje:

1. Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych

- Projekty budowlany, techniczny i powykonawczy instalacji kogeneracyjnej obejmującej budynek kotłowni, dwa silniki gazowe, technologię wraz z magazynem ciepła (do 50 m³) oraz instalacje wewnętrzne: wodno-kanalizacyjne, ogrzewania, wentylacji, elektryczne i gazowe – lokalizacja: Augustiańska;
- Projekty budowlany, techniczny i powykonawczy instalacji kogeneracyjnej z jednym silnikiem gazowym oraz niezbędnymi instalacjami – lokalizacja: Opinogórska;
- Projekt przebudowy istniejącej instalacji kogeneracyjnej z silnikiem gazowym i niezbędnymi instalacjami – lokalizacja: Tysiąclecia.

2. Budowa kogeneracji gazowych – lokalizacja: Augustiańska

- Budowa budynku kotłowni na potrzeby dwóch silników gazowych oraz wykonanie wewnętrznych instalacji: c.o., wentylacyjnej, wodno-kanalizacyjnej, elektrycznej;
- Wykonanie instalacji technologiczno-hydraulicznej dwóch silników gazowych: pompy, wymienniki, armatura, kolektory, rurociągi, izolacje;
- Dostawa i montaż dwóch kompletnych agregatów kogeneracyjnych wraz z osprzętem technologicznym (układy chłodzenia, instalacje olejowe i chłodnicze, moduły odzysku ciepła, orurowanie);
- Dostawa i montaż układów odprowadzenia spalin: czopuchy, kominy z fundamentami i konstrukcjami wsporczymi, tłumiki;

- Dostawa i montaż magazynu ciepła (do 50 m³) w układzie ciepłowniczym;
- Budowa stacji uzdatniania wody o wydajności do 3 m³ oraz zbiornika wody uzdatnionej (10 m³);
- Budowa stacji transformatorowej oraz przyłącza elektroenergetycznego do kotłowni, w tym dostawa transformatora i przyłączenie do sieci OSD;
- Wykonanie instalacji AKPiA, w tym szafy sterownicze, detekcja gazu, systemy bezpieczeństwa, pomiar zużycia mediów i monitoring;
- Budowa przyłączy: wodociągowych, kanalizacyjnych i ciepłych (wyprowadzenie ciepła i połączenie z istniejącym systemem).
- Budowa stacji gazowej oraz przyłącza gazowego do kotłowni, wraz z wewnętrzną instalacją gazową;
- Zagospodarowanie terenu: drogi dojazdowe, systemy przeciwpożarowe, ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.

3. Budowa kogeneracji kontenerowej – lokalizacja: Opinogórska

- Przygotowanie podbudowy i budowa fundamentu pod kontener kogeneracyjny;
- Dostawa i montaż kompletnego kontenerowego agregatu kogeneracyjnego wraz z osprzętem (układ chłodzenia, odzysk ciepła, orurowanie, moduły technologiczne);
- Układ odprowadzenia spalin: czopuch, komin z fundamentem i konstrukcją wsporczą, tłumik;
- Budowa stacji transformatorowej i przyłącze do sieci OSD;
- Wykonanie instalacji AKPiA i układów pomiarowych;
- Budowa przyłączy kanalizacyjnych oraz ciepłych do istniejącego systemu;
- Budowa stacji gazowej i wewnętrznej instalacji gazowej;
- Zagospodarowanie terenu: ogrodzenie, oświetlenie.

4. Przebudowa instalacji kogeneracyjnej – lokalizacja: Tysiąclecia

- Wymiana istniejącego agregatu kogeneracyjnego;
- Przebudowa instalacji AKPiA zgodnie z nowym układem;
- Przebudowa instalacji wewnętrznych: wentylacyjnych, elektrycznych, gazowych;
- Wykonanie przyłącza elektroenergetycznego i przyłączenie do sieci OSD.

5. Próby, rozruch i uruchomienie instalacji

- Obejmuje osiągnięcie zakładanych parametrów technicznych oraz opracowanie instrukcji obsługi.

6. Nadzór inwestorski i autorski

- Zapewnienie nadzoru technicznego nad realizacją robót oraz zgodnością z dokumentacją projektową.

7. Promocja projektu

- Działania informacyjno-promocyjne związane z realizacją inwestycji.

W zakresie projektu wyszczególniono następujące etapy:

a) Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych:

- koszt kwalifikowany: 1 490 000,00 zł

- koszt niekwalifikowany (podatek VAT): 342 000,00 zł

b) Budowa kogeneracji gazowej o łącznej mocy elektrycznej 2,997 MWe oraz cieplnej 3,811 MWt wraz z budynkami, instalacjami, przyłączami i zagospodarowaniem terenu oraz magazynem ciepła przy ul. Augustiańskiej:

- koszt kwalifikowany: 23 100 000,00 zł

- koszt niekwalifikowany (podatek VAT): 5 313 000,00 zł

c) Budowa kogeneracji gazowej o mocy elektrycznej 0,999 MWe oraz cieplnej 1,270 MWt w zabudowie kontenerowej wraz z instalacjami, przyłączami i zagospodarowaniem terenu przy ul. Opinogórskiej:

- koszt kwalifikowany: 8 300 000,00 zł

- koszt niekwalifikowany (podatek VAT): 1 909 000,00 zł

d) Przebudowa instalacji kogeneracyjnej w zabudowie kontenerowej o mocy elektrycznej ok. 0,640 MWe oraz cieplnej 648 MWt przy ul. Tysiąclecia:

- koszt kwalifikowany: 2 850 000,00 zł

- koszt niekwalifikowany (podatek VAT): 655 500,00 zł

e) Próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów, instrukcja obsługi:

- koszt kwalifikowany: 250 000,00 zł

- koszt niekwalifikowany (podatek VAT): 57 500,00 zł

f) Nadzór inwestycyjny i autorski:

- koszt kwalifikowany: 600 000,00 zł

- koszt niekwalifikowany (podatek VAT): 138 000,00 zł

g) Promocja projektu:

- koszt kwalifikowany: 10 000,00 zł

- koszt niekwalifikowany (podatek VAT): 2 300,00 zł

Sumaryczne koszty kwalifikowane wyniosą 36 600 000,00 zł..

Sumaryczne koszty niekwalifikowane (podatek VAT) wyniosą 8 418 000,00.

Uzasadnienie budowy stacji uzdatniania wody o wydajności do 3 m³ wraz ze zbiornikiem wody uzdatnionej (10 m³) w lokalizacji ul. Augustiańskiej.

Idea budowy instalacji kogeneracji gazowych jako źródeł rozproszonych na wyodrębnionych odcinkach sieci ciepłowniczej ma służyć bezpieczeństwu i niezawodności dostaw energii cieplnej do mieszkańców miasta Ciechanowa.

Pod tym względem kogeneracja na ulicy Augustiańskiej będzie niezwykle istotnym i ważnym źródłem zasilania sieci ciepłowniczej ze względu na położenie w **środku ciężkości systemu hydraulicznego**. Lokalizacja taka pozwala na zapewnienie pracy systemu w przypadku dysfunkcji sieci ciepłowniczej w różnych obszarach wymagających zatrzymania stacji uzdatniania wody w siedzibie głównej.

Aby taka instalacja mogła spełnić zakładany cel i pracować w pełni autonomicznie, konieczne jest zapewnienie możliwości utrzymania ciśnienia w wyodrębnionym odcinku sieci ciepłowniczej zasilanej przez tą kogenerację poprzez zastosowanie układów upustowo-pompowych połączonych z lokalną stacją uzdatniania wody.

Bez zabudowy instalacji uzdatniania wody funkcjonowanie instalacji kogeneracji jako źródło rozproszone w pełni autonomiczne jest niemożliwe.

Stacja uzdatniania wody dedykowana do współpracy z kogeneracją gazową przy ulicy Augustiańskiej będzie powiązana z wydzielonym fragmentem sieci ciepłowniczej. Sytuacja taka ma miejsce w przypadku remontów, modernizacji (związanej z programem FENiKS) i awarii na sieci ciepłowniczej, zmuszających prowadzącego instalację do zatrzymania stacji uzdatniania wody w siedzibie głównej.

Dzięki tej inwestycji możliwa jest optymalizacja zakładanego czasu pracy instalacji oraz z uwagi na obecną sytuację geopolityczną związaną z wojną w Ukrainie, budowa w pełni autonomicznej instalacji pozwoli na zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw ciepła dla odbiorców miasta Ciechanowa.

2.2. Analiza techniczna i technologiczna

2.2.1. Opis odbioru ciepła z układów kogeneracyjnych

W ramach planowanego przedsięwzięcia przewiduje się pełny odbiór i zagospodarowanie ciepła odpadowego powstającego w poszczególnych elementach układów kogeneracyjnych, obejmujących: układ chłodzenia korpusu silnika, obieg niskotemperaturowy (LT) intercoolera, układ chłodzenia spalin oraz – w wybranych lokalizacjach – układ kondensacji spalin.

Źródła i wielkości odzyskiwanego ciepła

Odbiór ciepła realizowany będzie za pośrednictwem układów wymiennikowych, zintegrowanych z poszczególnymi obiegami cieplnymi agregatów kogeneracyjnych.

Kogeneracja „Augustiańska” – agregat 1,998 MWe:

- ciepło z układu chłodzenia silnika: **1 181 kW**,
- ciepło z obiegu LT (intercooler): **135 kW**,
- ciepło z układu chłodzenia spalin: **1 063 kW**,
- ciepło z układu kondensacji spalin: **162 kW**.

Kogeneracja „Augustiańska” – agregat 0,999 MWe:

- ciepło z układu chłodzenia silnika: **600 kW**,
- ciepło z obiegu LT (intercooler): **53 kW**,
- ciepło z układu chłodzenia spalin: **510 kW**,
- ciepło z układu kondensacji spalin: **107 kW**.

Kogeneracja „Opinogórska” – agregat 0,999 MWe:

- ciepło z układu chłodzenia silnika: **600 kW**,
- ciepło z obiegu LT (intercooler): **53 kW**,
- ciepło z układu chłodzenia spalin: **510 kW**,
- ciepło z układu kondensacji spalin: **107 kW**.

Kogeneracja „Tysiąclecia” – agregat 0,640 MWe:

- ciepło z układu chłodzenia silnika: **330 kW**,
- ciepło z obiegu LT (intercooler): **35 kW**,
- ciepło z układu chłodzenia spalin: **283 kW**.

Układy kondensacji spalin

W układach kogeneracyjnych zlokalizowanych przy ul. Augustiańskiej oraz Opinogórskiej przewiduje się zastosowanie układów kondensacji spalin w celu dalszego zwiększenia stopnia wykorzystania energii chemicznej paliwa. Proces kondensacji polega na schłodzeniu spalin poniżej temperatury punktu rosy, co umożliwia odzysk ciepła utajonego pary wodnej zawartej w spalinach.

Odzysk ciepła z kondensacji realizowany będzie wyłącznie przy zastosowaniu wymienników ciepła, bez wykorzystania pomp ciepła. Układy te stanowią integralną część instalacji kogeneracyjnej.

Granice bilansowania układu kogeneracyjnego

Ze względu na brak zastosowania pomp ciepła w procesie odbioru ciepła z układów chłodzenia oraz kondensacji spalin, granice bilansowania układów kogeneracyjnych pozostają niezmienione. Całość odzyskiwanego ciepła, zarówno jawnego, jak i utajonego, traktowana jest jako ciepło użytkowe wytwarzane w ramach układu wysokosprawnej kogeneracji.

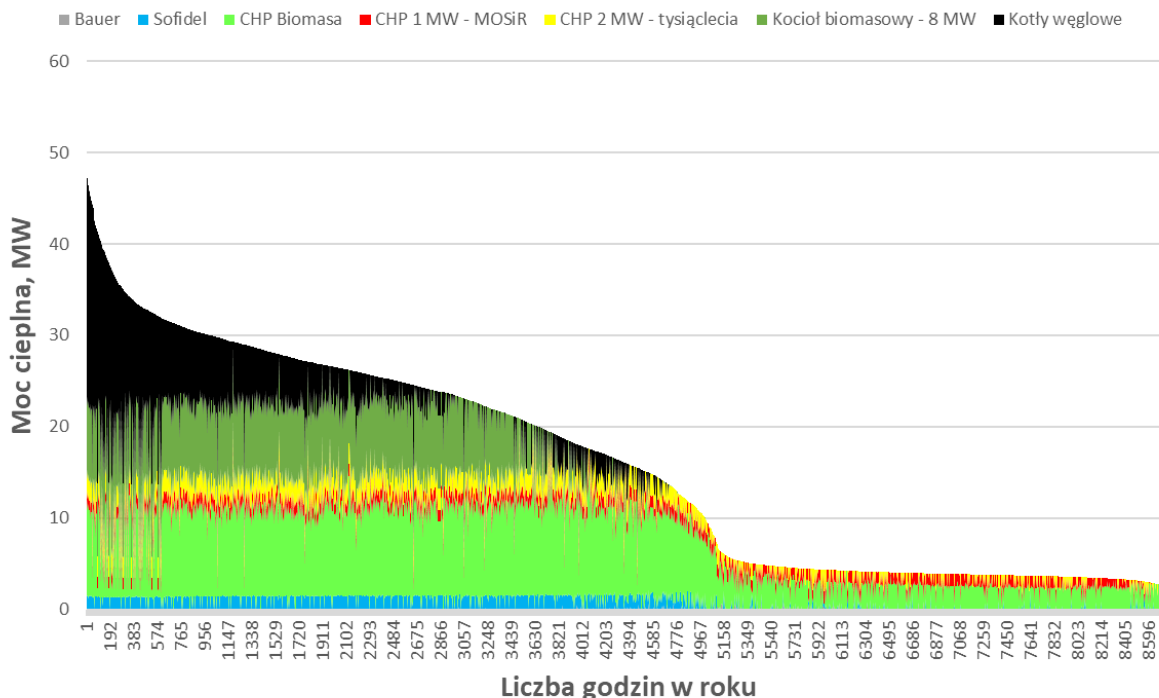
W związku z powyższym efekty wysokosprawnej kogeneracji określane będą w oparciu o standardowe granice bilansowe obejmujące agregat kogeneracyjny wraz z kompletem układów odzysku ciepła, bez wydzielania dodatkowych instalacji pomocniczych.

2.2.2. Opis stanu przed modernizacją

Na dzień dzisiejszy, system ciepłowniczy Ciechanowa oparty jest o źródła ciepła, sieci przesyłowe oraz węzły cieplne. Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. eksploatuje Ciepłownię Centralną, która wyposażona jest w dwa kotły wodne węglowe typu WR – 25, jeden kocioł WR-12M, układ kogeneracyjny na biomasę (kocioł parowy na biomasę z turbiną parową), dwa kotły parowe typu OR – 10 oraz małą kogenerację na paliwo gazowe. Ponadto EC Ciechanów posiada dwie kogeneracje gazowe w rozproszeniu pracujące z siecią ciepłowniczą oraz kupuje ciepło odpadowe z przemysłu od dostawców zewnętrznych (przemysł). Warto zaznaczyć, że obecnie w fazie budowy jest również kocioł wodny biomasowy, który zostanie uruchomiony na początku 2026 roku.

Charakterystyka źródeł

Na poniższym rysunku przedstawiona została planowana produkcja ciepła wszystkich źródeł zasilających sieć ciepłowniczą w 2026 roku, po planowanym uruchomieniu nowego źródła ciepła z biomasy. Prognozowana roczna ilość dostarczonego ciepła do sieci ciepłowniczej wynosi 498 768 GJ. Największy udział w produkcji ciepła będzie mieć kogeneracja biomasowa (ok. 40,69%), która pracuje na dzień dzisiejszy jako podstawowe źródło ciepła w uzupełnieniu z pozostałymi źródłami kogeneracji gazowej (15,59%). Kolejno w okresie grzewczym ma być załączone nowe źródło na biomasę – kocioł wodny, który pokryje ok. 21,02% zapotrzebowania. Kotły węglowe wodne typu WR będą włączone w okresach rezerwowo-szczytowych i pokrywać mają ok. 17,69% całkowitej produkcji ciepła. Pozostała część ciepła (ciepło odpadowe) będzie kupowana od odbiorców zewnętrznych (ok. 5,01%).



Rysunek 1 Wykres uporządkowany produkcji ciepła na sieć ciepłowniczą w Ciechanowie przed modernizacją (2026 rok).

Kotły wodne węglowe

W ciepłowni centralnej przy ul. Tysiąclecia 18 w Ciechanowie, znajdują się kotły wodne o mocy zainstalowanej ~29 MW (WR-25), 20 MW (WR-25) i 13,9 MW (WR-12M) są traktowane jako czynne i eksploatowane są tylko w sezonie grzewczym zasilając gorącą wodą miejską sieć ciepłowniczą. Planuje się, że kotły węglowe będą od początku 2026 roku wytwarzać ok. 88 000 GJ ciepła rocznie.

Kogeneracja biomasowa

W roku 2023 spółka uruchomiła i odebrała do użytkowania nowe źródła ciepła: - Układ wysokosprawnej kogeneracji wyposażony w kocioł parowy wysokoprężny o wydajności 14,9 t/h (moc termiczna w paliwie 13 MW) opalany biomasą (zrębki drzewne), turbinę parową z generatorem prądu o mocy 1,1 M We. Zespół parowy wraz z urządzeniami pomocniczymi oraz instalacjami włączono w istniejący układ technologiczny ciepłowni centralnej. Instalacja kogeneracyjna może pracować w następujących wariantach:

- Praca kotła parowego i turbiny parowej (produkcja energii elektrycznej i ciepłej w kogeneracji). Para z kotła kierowana jest na turbinę parową a następnie na wymiennik podturbiniowy. W wymienniku ciepło odbierane jest przez wodę sieciową powrotną i kierowane do kolektora wody gorącej za kotłami wodnymi.
- Praca kotła parowego i wymiennika ciepła para/woda. Para z kotła kierowana jest na

stację redukcyjno-schładzającą RS2 a następnie na wymiennik para/woda WPW2. W wymienniku woda sieciowa powrotna jest podgrzewana parą i kierowana do kolektora wody gorącej za kotłami wodnymi.

Blok energetyczny pracować może także z częściowym, zmiennym obciążeniem (szczególnie w okresie przejściowym) równolegle z istniejącą kotłownią węglową.

Układ kogeneracyjny współpracuje z systemem elektroenergetycznym oraz z systemem grzewczym istniejącej ciepłowni. Część wytwarzanej energii elektrycznej zostanie zużyta na potrzeby własne, nadwyżka odprowadzona do sieci elektroenergetycznej. Energia cieplna zostanie odprowadzona do istniejącego systemu grzewczego.

Kogeneracja biomasowa pokrywa podstawę zapotrzebowania na ciepło i pracę cały rok. W okresie letnim pracuje na minimum obciążenia z uwagi na niski wskaźnik skojarzenia w porównaniu do kogeneracji gazowej. Planuje się, że kogeneracja biomasowa będzie od początku 2026 roku wytwarzać rocznie ok. 202 000 GJ ciepła oraz ok. 7 042 MWh energii elektrycznej.

Kogeneracja biomasowa znajduje się w Ciepłowni Centralnej przy ul. Tysiąclecia 18 w Ciechanowie.

Układ kogeneracji gazowej

Obecnie EC Ciechanów posiada trzy jednostki kogeneracyjne opalane gazem ziemnym:

- Istniejący agregat kogeneracyjny w zabudowie kontenerowej, zasilany gazem ziemnym, o mocy elektrycznej równej 0,640 MWe i mocy cieplnej 0,648 MWt, wraz z kontenerową stacją transformatorową typu MRw-b2pp 20/630-2, zabudowany jest na terenie Centralnej Ciepłowni w Ciechanowie przy ul. Tysiąclecia 18 na dz. nr 84/4. Kogeneracja została włączona do sieci ciepłowniczej i sieci elektroenergetycznej w roku 2018. Jednostka była eksploatowana w latach 2018-2023. W związku z wydanymi przez ENERGA OPERATOR S.A. nowymi warunkami przyłączenia do sieci nr P/20/043701 zachodzi konieczność przebudowy jednostki kogeneracyjnej. Aktualnie agregat jest nieczynny.
- Istniejący agregat kogeneracyjny o nominalnej mocy elektrycznej 1,998 MWe i cieplnej 2,379 MWc w zabudowie kontenerowej z dodatkowym układem odzysku ciepła z kondensacji spalin o mocy 0,162 MWt. Instalacja zlokalizowana jest na dz. nr. ewid. 90-105/2 niedaleko Ciepłowni Centralnej położonej w Ciechanowie. Agregat został uruchomiony w 2023 i jest w stanie czynnym, pracując przez cały rok (ok. 8 000 godzin/rok).

- Istniejący agregat kogeneracyjny o nominalnej mocy elektrycznej 0,999 MWe i cieplnej 1,163 MWt w zabudowie kontenerowej z dodatkowym układem odzysku ciepła z kondensacji spalin o mocy 0,107 MWt. Instalacja zlokalizowana jest przy ul. 17 Stycznia w niedaleko kompleksu MOSiR w Ciechanowie. Agregat został uruchomiony w 2023 r. i jest w stanie czynnym, pracując przez cały rok (ok. 8 000 godzin/rok).

Planuje się, że kogeneracja gazowa będzie od początku 2026 roku wytwarzać rocznie łącznie ok. 77 800 GJ ciepła oraz ok. 14 688 MWh energii elektrycznej.

Kocioł wodny biomasowy

W roku 2026 planuje się uruchomienie nowego kotła wodnego biomasowego o mocy ok. 8,0 MW. Kocioł pracować będzie w sezonie grzewczym i produkował ok. 104 000 GJ/rok.

Kotły węglowe parowe

Spółka posiada również kotły parowe o mocy zainstalowanej ~6,5 MW każdy i wydajności 10 ton pary na godzinę. Na chwilę obecną kotły węglowe parowe nie wytwarzają ciepła i są pozostawione w rezerwie.

Ciepło odpadowe

Spółka pozyskuje również ciepło odpadowe od dostawców przemysłowych o mocy zamówionej 1 MWt. W 2026 roku planuje się zakup ok. 25 000 GJ ciepła.

Moc zainstalowana

Moc cieplna zainstalowana w Elektrociepłowni (2024 r.) wynosi:

- 3 kotły wodne WR25: 1x17,1+1x29,0+1x12,0 – 58,1 MW
- 2 kotły parowe OR10: 2 x 6,5 - 13,00 MW
- 1x kocioł parowy biomasowy 1x9,5 – 9,5 MW
- 1x silnik gazowy (1,163 MWt oraz 0,999 MWe) - 1,163 MW
- 1x silnik gazowy (2,379 MWt oraz 1,998 MWe) - 2,379 MW

RAZEM – 84,142 MW

Po uruchomieniu w 2026 roku nowego kotła biomasowego moc zainstalowana wzrośnie o kolejne 8 MW, co spowoduje sukcesywne odstawienie kotły węglowych.

Dane bilansowe przed modernizacją.

Poniżej przedstawiono zestawienie danych bilansowych przed modernizacją, określone na rok 2026 (po uruchomieniu planowanego kotła biomasowego o mocy 8 MWt. Przedstawione dane są odniesieniem do stanu po modernizacji (uruchomienia nowych jednostek kogeneracyjnych), w zakresie produkcji energii elektrycznej oraz zużycia paliwa przy zachowaniu stałej produkcji ciepła.

Tabela 1 Bilans energii elektrycznej przed modernizacją.

Bilans energii elektrycznej przed modernizacją, MWh			
SUMA	Kogeneracja biomasowa	Kogeneracja gazowa – 0,999 MWe - MOSIR	Kogeneracja gazowa – 1,998 MWe - tysiąclecia
23 932,5	7 042,3	7 016,1	9 874,2

Tabela 2 Bilans zużycia paliwa przed modernizacją.

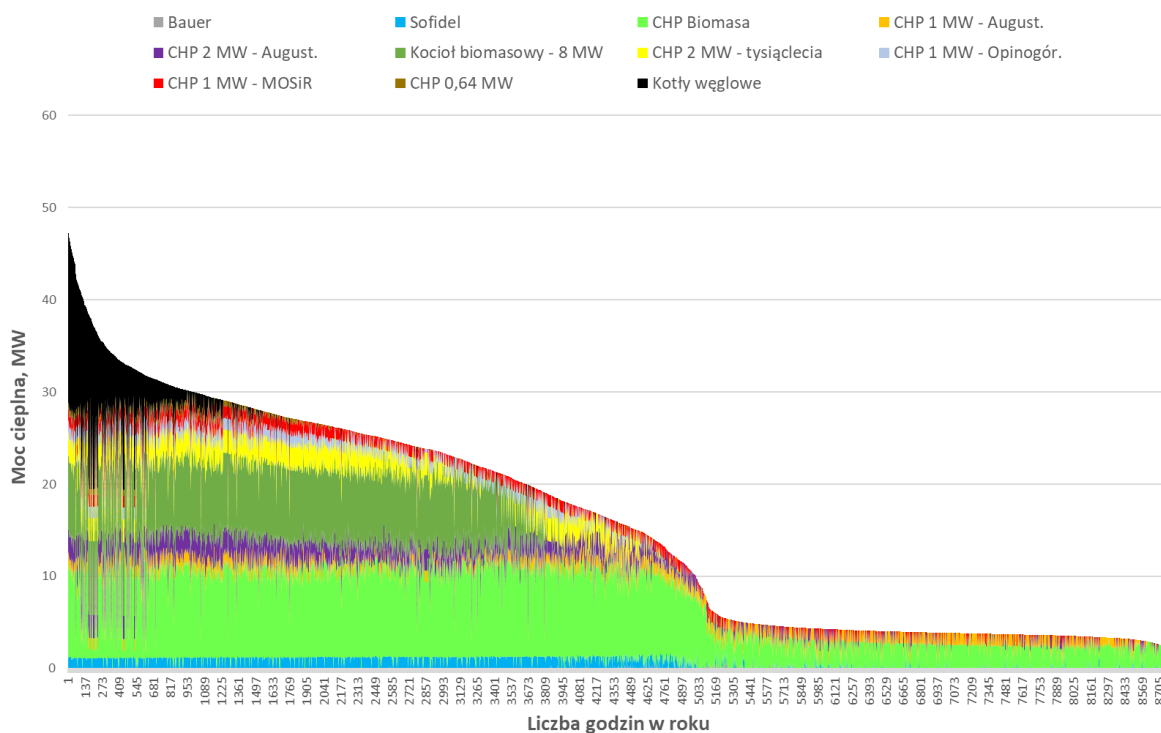
Bilans zużycia paliw przed modernizacją, MWh					
SUMA	Kogeneracja biomasowa	Kogeneracja gazowa – 0,999 MWe - MOSIR	Kogeneracja gazowa – 1,998 MWe - tysiąclecia	Kocioł biomasowy	Kotły węglowe
186 881	82 414	17 436	24 631	33 758	28 134

2.2.3. Opis stanu po modernizacji

Na poniższym rysunku przedstawiona została planowana produkcja ciepła wszystkich źródeł zasilających sieć ciepłowniczą w 2029 roku po modernizacji, czyli uruchomienia czterech nowych lub przebudowanych kogeneracji gazowych. Największy udział w produkcji ciepła będzie wciąż będzie mieć kogeneracja biomasowa (ok. 40,38%), która pracować będzie niezmiennie jako podstawowe źródło ciepła. Po uruchomieniu nowych źródeł nastąpi wzrost produkcji ciepła z kogeneracji gazowych (28,16%). Planuje się, że nowe zespoły kogeneracyjne przy ul. Augustiańskiej o mocy 1,998 i 0,999 MWe zastąpią w hierarchii pracy źródeł istniejące zespoły kogeneracyjne uruchomione w 2023 roku (agregat 1,998 MWe przy ul. Tysiąclecia 18 oraz agregat 0,999 przy MOSiR). Kolejno w okresie grzewczym, podobnie jak w wariantcie przed modernizacją ma pracować kocioł biomasowy, który pokryje ok. 21,21%

zapotrzebowania. Efektem modernizacji i uruchomienia nowych zespołów kogeneracyjnych będzie odciążenie kotłów węglowych, które będą włączone w okresach rezerwowo-szczytowych i pokrywać mają ok. 6,06% całkowitej produkcji ciepła (spadek z 17,69%). Pozostała część ciepła (ciepło odpadowe) będzie kupowana od odbiorców zewnętrznych (ok. 4,2%).

Uruchomienie w 2026 roku kotła biomasowego o mocy cieplnej 8 MW oraz w 2029 roku czterech jednostek kogeneracyjnych o łącznej mocy cieplnej 5,729 MW pozwoli całkowicie wyłączyć z możliwości uruchamiania i docelowo wyrejestrować dwa 2 kotły parowe OR10 o łącznej mocy cieplnej 13 MW. **Stąd realizacja przedsięwzięcia nie zwiększy zdolności produkcyjnych źródeł ciepła w systemie ciepłowniczym.**



Rysunek 2 Wykres uporządkowany produkcji ciepła na sieć ciepłowniczą w Ciechanowie po modernizacji (2029 rok).

Poniżej przedstawiono zestawienie danych bilansowych po modernizacji, określone na rok 2029 (po uruchomieniu nowych jednostek kogeneracyjnych). Inwestycja pozwoli zwiększyć ilość wytwarzanej energii elektrycznej o 13 971 MWh/rok oraz zredukować zużycie węgla o 18 514 MWh/rok.

Tabela 3 Bilans energii elektrycznej po modernizacji.

Bilans energii elektrycznej po modernizacji, MWh							
SUMA	Kogeneracja biomasowa	Nowa kogeneracja gazowa – 0,999 MWe - Augustiańska	Nowa kogeneracja gazowa – 1,998 MWe - Augustiańska	Kogeneracja gazowa – 1,998 MWe - tysiąclecia	Nowa kogeneracja gazowa – 0,999 MWe - Opinogórska	Kogeneracja gazowa – 0,999 MWe - MOSIR	Zmodernizowana kogeneracja gazowa – 0,64 MWe
37 427	6 989	6 187	8 492	7 380	3 458	3 944	976

Tabela 4 Bilans zużycia paliw po modernizacji.

Bilans zużycia paliw po modernizacji, MWh									
SUMA	Kogeneracja biomasowa	Nowa kogeneracja gazowa – 0,999 MWe - Augustiańska	Nowa kogeneracja gazowa – 1,998 MWe - Augustiańska	Kocioł biomasowy	Kogeneracja gazowa – 1,998 MWe - tysiąclecia	Nowa kogeneracja gazowa – 0,999 MWe - Opinogórska	Kogeneracja gazowa – 0,999 MWe - MOSIR	Zmodernizowana kogeneracja gazowa – 0,64 MWe	Kotły węglowe
201 202	81 796	15 376	21 183	33 853	18 410	8 593	9 802	2 568	9 620

2.2.4. Wpływ inwestycji na parametry produkcyjne

Produkcja ciepła

W uzupełnieniu do powyższych analiz porównawczych przedstawiono szczegółowe wyniki dotyczące wpływu planowanej inwestycji na roczną produkcję ciepła w systemie ciepłowniczym, w podziale na poszczególne jednostki wytwórcze, zarówno w stanie istniejącym (przed modernizacją), jak i po realizacji inwestycji.

Zestawienie danych wskazuje, że łączna roczna produkcja ciepła po modernizacji pozostaje na niezmiennym poziomie 498 768 GJ, jednak następuje istotna zmiana struktury źródeł wytwórczych oraz udziału poszczególnych technologii w pokryciu zapotrzebowania na ciepło.

Przed realizacją inwestycji dominującymi źródłami ciepła były:

- kogeneracja biomasowa – 202 947 GJ/rok,
- kotłownia biomasowa – 104 855 GJ/rok,
- kotły węglowe WR – 88 217 GJ/rok,
- kogeneracja gazowa (MOSiR oraz Tysiąclecia łącznie) – 77 777 GJ/rok,
- ciepło odpadowe z przemysłu – 24 971 GJ/rok.

Kotły węglowe OR10 nie były eksploatowane i nie brały udziału w produkcji ciepła.

Po modernizacji obserwuje się:

- znaczący spadek produkcji ciepła z kotłów węglowych WR z poziomu 88 217 GJ/rok do 30 166 GJ/rok, wynikający z ograniczenia ich czasu pracy,
- utrzymanie wysokiego udziału źródeł biomasowych, przy porównywalnym poziomie produkcji ciepła z kogeneracji i kotłowni biomasowej (łącznie ok. 307 tys. GJ/rok),
- wprowadzenie nowych oraz zmodernizowanych jednostek kogeneracji gazowej, które łącznie wytwarzają ok. 88 600 GJ/rok, przejmując znaczną część obciążenia dotychczas realizowanego przez źródła węglowe. Całkowita produkcja z kogeneracji gazowej (istniejące i nowe źródła) wyniesie 1 663 377 GJ.
- nieznaczne zmniejszenie wykorzystania ciepła odpadowego, co nie wpływa istotnie na bilans całkowity systemu.

Realizacja inwestycji prowadzi do istotnej zmiany struktury wytwarzania ciepła, polegającej na:

- ograniczeniu udziału źródeł węglowych,
- zwiększeniu znaczenia wysokosprawnej kogeneracji gazowej,
- utrzymaniu stabilnej, niezminionej rocznej produkcji ciepła w systemie na poziomie 498 768 GJ/rok.

Zmiany te skutkują poprawą efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz ograniczeniem emisyjności, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa i ciągłości dostaw ciepła.

Tabela 5 Zestawienie produkcji ciepła przed i po modernizacji

Źródło ciepła	Paliwo	Przed modernizacją			Po modernizacji		
		Moc cieplna, MWt	Czas pracy, h	Produkcja ciepła, GJ	Moc cieplna, MWt	Czas pracy, h	Produkcja ciepła, GJ
Kogeneracja biomasowa - istniejące	Biomasa	9,5	8686	202 947	9,5	8701	201 426
Kotłownia biomasowa - istniejące	Biomasa	8	3792	104 855	8	4056	105 765
Kotły węglowe OR10 - istniejące	Węgiel	13	0	0	-	-	-
Kotły węglowe WR - istniejące	Węgiel	58,1	3579	88 217	58,1	1310	30 166
Ciepło odpadowe (przemysł)	Ciepło odpadowe	-	6289	24 971	-	6289	20 971
Kogeneracja gazowa (MOSiR) - istniejące	Gaz ziemny	1,163	8038	34 009	1,163	4430	19 119
Kogeneracja gazowa (Tysiąclecia) - istniejące	Gaz ziemny	2,379	6188	43 768	2,379	3822	32 713
Kogeneracja gazowa (0,64 MW) - zmodernizowane	Gaz ziemny	-	-	-	0,648	1982	4 211
Kogeneracja gazowa (Augustiańska 1 MW) - nowe	Gaz ziemny	-	-	-	1,27	7145	29 992
Kogeneracja gazowa (Augustiańska 2 MW) - nowe	Gaz ziemny	-	-	-	2,541	5445	37 641
Kogeneracja gazowa (Opinogórska 1 MW) - nowe	Gaz ziemny	-	-	-	1,27	3984	16 762
ŁĄCZNIE		92,142	-	498 768	84,871	-	498 768

Produkcja energii elektrycznej

W uzupełnieniu do przedstawionych analiz porównawczych zaprezentowano wyniki dotyczące wpływu planowanej inwestycji na roczną produkcję energii elektrycznej wytwarzanej

w jednostkach kogeneracyjnych, w podziale na poszczególne źródła, zarówno w stanie istniejącym (przed modernizacją), jak i po realizacji inwestycji.

Zestawienie danych wskazuje na istotny wzrost łącznej rocznej produkcji energii elektrycznej, z poziomu 23 933 MWh/rok przed modernizacją do 37 427 MWh/rok po modernizacji, co oznacza wzrost o ok. 56%.

Przed realizacją inwestycji energia elektryczna wytwarzana była wyłącznie w istniejących jednostkach kogeneracyjnych:

- kogeneracja biomasowa – 7 042 MWh/rok,
- kogeneracja gazowa (MOSiR) – 7 016 MWh/rok,
- kogeneracja gazowa (Tysiąclecia) – 9 874 MWh/rok.

Łączna roczna produkcja energii elektrycznej wynosiła 23 933 MWh/rok, przy czym dominujący udział miały istniejące jednostki kogeneracji gazowej.

Po modernizacji obserwuje się:

- utrzymanie stabilnego poziomu produkcji energii elektrycznej z kogeneracji biomasowej – 6 989 MWh/rok,
- spadek produkcji energii elektrycznej w istniejących jednostkach kogeneracji gazowej (MOSiR i Tysiąclecia), wynikający z ograniczenia ich czasu pracy oraz przejęcia obciążeń przez nowe, bardziej efektywne jednostki,
- uruchomienie nowych oraz zmodernizowanych źródeł kogeneracyjnych, które łącznie wytwarzają 19 113 MWh/rok, w tym:
 - jednostka zmodernizowana 0,64 MW – 976 MWh/rok,
 - nowe jednostki przy ul. Augustiańskiej (1 MW i 2 MW) – 14 679 MWh/rok,
 - nowa jednostka przy ul. Opinogórskiej – 3 458 MWh/rok.

Realizacja inwestycji prowadzi do wyraźnego zwiększenia produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, przy jednoczesnym:

- przesunięciu wytwarzania do nowoczesnych jednostek gazowych,
- poprawie efektywności pracy systemu,
- ograniczeniu jednostkowych wskaźników emisyjnych.

Zwiększenie produkcji energii elektrycznej następuje przy zachowaniu stabilnej pracy systemu ciepłowniczego i stanowi jeden z kluczowych efektów planowanej modernizacji.

Tabela 6 Zestawienie produkcji energii elektrycznej przed i po modernizacji

Źródło ciepła	Paliwo	Przed modernizacją, MWh	Po modernizacji, MWh
Kogeneracja biomasowa - istniejące	Biomasa	7 042	6 989
Kogeneracja gazowa (MOSiR) - istniejące	Gaz ziemny	7 016	3 944
Kogeneracja gazowa (Tysiąclecia) - istniejące	Gaz ziemny	9 874	7 380
Kogeneracja gazowa (0,64 MW) - zmodernizowane	Gaz ziemny	-	976
Kogeneracja gazowa (Augustiańska 1 MW) - nowe	Gaz ziemny	-	6 187
Kogeneracja gazowa (Augustiańska 2 MW) - nowe	Gaz ziemny	-	8 492
Kogeneracja gazowa (Opinogórska 1 MW) - nowe	Gaz ziemny	-	3 458
ŁĄCZNIE		23 933	37 427

Zużycie paliwa

W uzupełnieniu do przedstawionych analiz porównawczych zaprezentowano wyniki dotyczące zużycia paliw w poszczególnych jednostkach wytwórczych systemu ciepłowniczego, zarówno w stanie istniejącym (przed modernizacją), jak i po realizacji inwestycji.

Analiza danych wskazuje, że po modernizacji następuje wzrost łącznego zużycia paliw z poziomu 186 373 MWh do 201 202 MWh, co wynika z uruchomienia nowych jednostek kogeneracji gazowej oraz zwiększenia całkowitej produkcji energii elektrycznej, przy jednoczesnej istotnej zmianie struktury paliwowej systemu.

Przed realizacją inwestycji zużycie paliw kształtowało się następująco:

- biomasa w kogeneracji – 82 414 MWh,
- biomasa w kotłowni biomasowej – 33 758 MWh,
- węgiel w kotłach WR – 28 134 MWh,
- gaz ziemny w kogeneracji (MOSiR) – 17 436 MWh,
- gaz ziemny w kogeneracji (Tysiąclecia) – 24 631 MWh.

Kotły węglowe OR10 nie były eksploatowane i nie zużywały paliwa.

Po modernizacji obserwuje się:

- utrzymanie porównywalnego poziomu zużycia biomasy w kogeneracji i kotłowni biomasowej (łącznie ok. 115 649 MWh),
- istotne ograniczenie zużycia węgla w kotłach WR z poziomu 28 134 MWh do 9 620 MWh, co potwierdza zmniejszenie roli źródeł węglowych w systemie,
- zmniejszenie zużycia gazu ziemnego w istniejących jednostkach kogeneracyjnych MOSiR i Tysiąclecia),
- pojawienie się zużycia gazu ziemnego w nowych oraz zmodernizowanych jednostkach kogeneracji, które łącznie zużywają 47 720 MWh, w tym:
 - jednostka zmodernizowana 0,64 MW – 2 568 MWh,
 - nowe jednostki przy ul. Augustiańskiej (1 MW i 2 MW) – 36 559 MWh,
 - nowa jednostka przy ul. Opinogórskiej – 8 593 MWh.

Realizacja inwestycji prowadzi do zmiany struktury zużycia paliw, polegającej na:

- znaczącym ograniczeniu wykorzystania węgla,
- zwiększeniu udziału gazu ziemnego w wysokosprawnej kogeneracji,
- utrzymaniu stabilnego zużycia biomasy.

Pomimo wzrostu łącznego zużycia paliw, modernizacja skutkuje poprawą efektywności energetycznej systemu oraz redukcją emisyjności, wynikającą z przesunięcia wytwarzania do nowoczesnych jednostek kogeneracyjnych i ograniczenia pracy źródeł węglowych.

Tabela 7 Zestawienie zużycia paliw przed i po modernizacji

		Zużycie paliwa, MWh	
Źródło ciepła	Paliwo	Przed modernizacją	Po modernizacji
Kogeneracja biomasowa - istniejące	Biomasa	82 414	81 796
Kotłownia biomasowa - istniejące	Biomasa	33 758	33 853
Kotły węglowe OR10 - istniejące	Węgiel	0	-
Kotły węglowe WR - istniejące	Węgiel	28 134	9 620
Kogeneracja gazowa (MOSiR) - istniejące	Gaz ziemny	17 436	9 802
Kogeneracja gazowa (Tysiąclecia) - istniejące	Gaz ziemny	24 631	18 410
Kogeneracja gazowa (0,64 MW) - zmodernizowane	Gaz ziemny	-	2 568
Kogeneracja gazowa (Augustiańska 1 MW) - nowe	Gaz ziemny	-	15 376
Kogeneracja gazowa (Augustiańska 2 MW) - nowe	Gaz ziemny	-	21 183
Kogeneracja gazowa (Opinogórska 1 MW) - nowe	Gaz ziemny	-	8 593
ŁĄCZNIE		186 373	201 202

2.2.5. Efekty projektu

Efekt energetyczny

Realizacja przedsięwzięcia pozwoli uzyskać redukcję energii pierwotnej, dzięki oszczędności zużycia energii pierwotnej węgla oraz zwiększonej produkcji energii elektrycznej do lokalnej sieci elektroenergetycznej.

W celu wyliczenia całkowitej oszczędności energii pierwotnej bazowano na wzorze zamieszczonym w załączniku 2 do Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 5 października 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii wraz ze zmianami, wzór ten został dostosowany do potrzeb rozważanego przypadku.

$$\Delta Q_p = -\Delta E_{fe} \cdot w_{ee} + \Delta Q_{fw} \cdot w_w + \Delta Q_{fg} \cdot w_g + \Delta Q_{fb} \cdot w_b \left[\frac{MWh}{rok} \right]$$

gdzie:

- ΔQ_p – ilość zaoszczędzonej energii pierwotnej wyrażonej w paliwie pierwotnym $\left[\frac{MWh}{rok} \right]$;
- ΔE_{fe} – zmiana energii finalnej w formie energii elektrycznej $\left[\frac{MWh}{rok} \right]$;
- ΔQ_{fw} – ilość zaoszczędzonej energii finalnej w formie węgla $\left[\frac{MWh}{rok} \right]$;
- ΔQ_{fg} – zmiana zużycia energii finalnej w formie gazu ziemnego $\left[\frac{MWh}{rok} \right]$;
- w_i – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej odpowiedni dla danego nośnika energii finalnej, stosownie do Rozporządzenia; przyjęto $w_{ee} = 2,5$ dla energii elektrycznej, $w_w = 1,1$ dla węgla kamiennego, $w_g = 1,1$ dla gazu ziemnego oraz $w_b = 0,2$ dla biomasy.

Po uruchomieniu nowych instalacji kogeneracyjnych nastąpi wzrost produkcji energii elektrycznej:

Tabela 8 Ilość zaoszczędzonej energii finalnej energii elektrycznej.

Ilość wytworzonej energii elektrycznej przed modernizacją	Ilość wytworzonej energii elektrycznej po modernizacji	Ilość zaoszczędzonej energii elektrycznej finalnej
[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]
1	2	3=[1]-[2]
23 933	37 427	-13 494

Uruchomienie nowych jednostek kogeneracyjnych spowoduje oszczędność energii finalnej węgla:

Tabela 9 Ilość zaoszczędzonej energii finalnej węgla.

Zużycie węgla przed modernizacją	Zużycie węgla po modernizacji	Ilość zaoszczędzonej energii finalnej węgla
[GJ/rok]	[GJ/rok]	[GJ/rok]
1	2	3=[1]-[2]
101 282	34 634	66 649

Tabela 10 Ujednolicenie jednostek dla energii finalnej węgla.

Oszczędność zużycia energii finalnej węgla	Oszczędność zużycia energii finalnej węgla
[GJ/rok]	[MWh/rok]
1	$2=[1]/3,6$
66 649	18 513,5

Uruchomienie nowych jednostek kogeneracyjnych spowoduje wzrost zużycia gazu ziemnego:

Tabela 11 Zmiana zużycia energii finalnej gazu ziemnego.

Zużycie gazu ziemnego przed modernizacją	Zużycie gazu ziemnego po modernizacji	Zmiana zużycia energii finalnej gazu ziemnego
[MWh/rok]	[MWh/rok]	[MWh/rok]
1	2	$3=[1]-[2]$
42 067	75 932	- 33 865

Z uwagi na uruchomienie nowych jednostek kogeneracyjnych zmianie ulegnie również zużycie energii finalnej biomasy:

Tabela 12 Zmiana zużycia energii finalnej biomasy.

Zużycie biomasy przed modernizacją	Zużycie biomasy po modernizacji	Zmiana zużycia energii biomasy
[GJ/rok]	[GJ/rok]	[GJ/rok]
1	2	$3=[1]-[2]$
418 219	416 338	1 881

Tabela 13 Ujednolicenie jednostek dla energii finalnej biomasy.

Oszczędność zużycia energii finalnej biomasy	Oszczędność zużycia energii finalnej biomasy
[GJ/rok]	[MWh/rok]
1	$2=[1]/3,6$
1 881	522,5

Poniżej zestawiono wyniki redukcji energii pierwotnej po zrealizowaniu inwestycji.

Tabela 14 Całkowita oszczędność energii pierwotnej.

ΔE_{fe}	w_{ee}	ΔQ_{fw}	w_w	ΔQ_{fg}	w_g	ΔQ_{fb}	w_b	Oszczędność energii pierwotnej
[MWh/rok]	[-]	[MWh/rok]	[-]	[MWh/rok]	[-]	[MWh/rok]	[-]	[MWh/rok]
1	2	3	4	5	6	7	8	9= [3]*[4]+[5]*[6]+[7]*[8]-1*[2]
-13 494	2,5	18 513,5	1,1	-33 865	1,1	522,5	0,2	16 952

Efekt ekologiczny

Zmiana poziomu emisji CO₂ w analizowanym przypadku zależała będzie zmian zużycia poszczególnych paliw przed i po modernizacji. Zmniejszenie zużycia węgla w wyniku przeprowadzonych działań inwestycyjnych znacząco przyczyni się do redukcji emisji CO₂, aczkolwiek zwiększone zużycie gazu ziemnego może spowodować jej wzrost. W wyliczaniu redukcji emisji pod uwagę wzięto zmniejszenie zużycia węgla, wzrost zużycia gazu ziemnego, wzrost produkcji energii elektrycznej oraz ich wskaźniki emisyjności. Wskaźniki emisyjności zostały zaczerpnięte z raportów Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE):

- „Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2023 rok” Warszawa, grudzień 2024”
- „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2021 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2024 r., grudzień 2023;

W celu oszacowania wielkości zmiany emisji CO₂ skorzystano z poniższego wzoru:

$$\Delta E_{CO_2} = \Delta Q_{fw} \cdot WE_w + \Delta Q_{fg} \cdot WE_g - \Delta E_{fe} \cdot WE_e$$

gdzie:

- ΔE_{CO_2} – redukcja emisji CO₂ $\left[\frac{kg \ CO_2}{rok} \right]$;
- ΔQ_{fw} – ilość zaoszczędzonej energii finalnej w formie węgla $\left[\frac{GJ}{rok} \right]$;
- WE_w – wskaźniki emisji CO₂ dla węgla $\left[\frac{kg}{GJ} \right]$;
- ΔQ_{fg} – wzrost zużycia energii finalnej w formie gazu ziemnego $\left[\frac{MWh}{rok} \right]$;

- WE_g – wskaźniki emisji CO₂ dla gazu ziemnego $\left[\frac{kg}{MWh}\right]$;
 ΔE_{fe} – zmiana energii finalnej w postaci energii elektrycznej $\left[\frac{MWh}{rok}\right]$;
 WE_e – Wskaźnik emisji w [kg/MWh] dla energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacjach do spalania paliw $\left[\frac{kg}{MWh}\right]$;

Redukcję emisji CO₂ oblicza się na podstawie wskaźników emisji publikowanych przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. Biomasa, jako paliwo uznawane za zeroemisyjne, posiada wskaźnik emisji CO₂ równy zeru.

Wyniki redukcji CO₂ w wyniku realizacji projektu przedstawiono w poniżej tabeli:

Tabela 15 Redukcja emisji CO₂.

Oszczędność energii finalnej węgla	Wskaźnik emisji CO ₂ dla węgla	Zmiana zużycia energii finalnej gazu ziemnego	Wskaźnik emisji CO ₂ dla gazu ziemnego	Ilość zaoszczędzonej energii elektrycznej	Wskaźnik emisji CO ₂ dla energii elektrycznej wyprodukowanej	Redukcja emisji CO ₂
[GJ/rok]	[kg CO ₂ /GJ]	[GJ/rok]	[kg CO ₂ /GJ]	[MWh/rok]	[kg/MWh]	[Mg CO ₂ /rok]
1	2	3	4	5	6	5=([1]*[2]+[3]*[4]-[5]*[6])/1000
66 649	94,16	-121 914,9	55,47	-13 494	733	9 404,152

Przy założeniu prognozowanej produkcji ciepła przez EC Ciechanów w 2029 roku – 473 797 GJ/rok, wskaźnik redukcji CO₂ wyniesie **19,84 kg_{CO2}/GJ**.

Przed modernizacją całkowita emisja CO₂, z uwzględnieniem efektu ekologicznego wynikającego z wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby sieci (redukcja emisji globalnej), wynosiła 395 Mg/rok. Przy założonej produkcji ciepła na poziomie 474 797 GJ/rok oraz produkcji energii elektrycznej wynoszącej 23 933 MWh/rok, wskaźnik emisji CO₂ kształtował się na poziomie 2,53 g/kWh energii wyjściowej.

Po realizacji inwestycji nastąpi ograniczenie zużycia węgla oraz wzrost produkcji energii elektrycznej kierowanej do sieci, co pozwoli osiągnąć ujemny bilans emisji CO₂ na poziomie – 9 009 Mg/rok. Dla planowanej produkcji ciepła na poziomie 474 797 GJ/rok oraz energii

elektrycznej w wysokości 34 427 MWh/rok, wskaźnik emisji CO₂ spadnie do – 53,3 g/kWh energii wyjściowej.

W efekcie realizacji przedsięwzięcia emisja gazów cieplarnianych ulegnie redukcji o co najmniej 55% w przeliczeniu na jednostkę energii końcowej, co spełnia wymagania określone we wniosku o dofinansowanie.

Jednocześnie, po modernizacji jednostki kogeneracyjne spełnią również wymóg maksymalnego poziomu bezpośrednich emisji gazów cieplarnianych, który nie może przekroczyć 270 g ekwiwalentu CO₂/kWh energii wyjściowej.

Emisja CO₂ ze spalania gazu dla nowouruchomionych kogeneracji po wdrożeniu projektu wyniesie 9 529 Mg/rok. Zakładana roczna produkcja ciepła wynosić będzie ok. 24 613 MWh oraz 19 113 MWh energii elektrycznej, co daje wskaźnik emisji CO₂ **na poziomie ok. 218 g ekwiwalentu CO₂/kWh energii wyjściowej. Tym samym inwestycja spełnia wszystkie kryteria emisyjne zawarte we wniosku o wsparcie.**

Wskaźnik PES

Wzór opisujący współczynnik PES określony jest w punkcie 1 paragrafu 6 Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Wzór ten przedstawiono poniżej:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{qc}}{\eta_{refc}} + \frac{\eta_{qe}}{\eta_{refe}}} \right) * 100\%$$

η_{qc} – średnioroczna sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji
– 51,57%

η_{qe} – Średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji
– 40%

η_{refc} – referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła dla źródeł gazowych po 2016 roku – 92%

η_{refe} – referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej dla źródeł gazowych po 2016 roku – 53%

Na podstawie powyższego wzoru, podstawiając wartości do wzoru otrzymujemy wskaźnik PES na poziomie 24% co potwierdza uzyskanie statusu wysokosprawnej kogeneracji.

2.2.6. Plan neutralności klimatycznej

Elektrociepłownia Ciechanów, konsekwentnie realizując kolejne etapy modernizacji infrastruktury energetycznej, prowadzi działania inwestycyjne ukierunkowane na osiągnięcie neutralności klimatycznej do roku 2050. Strategia ta została sformalizowana poprzez uchwalenie Uchwałą Zarządu nr 7/2024 z dnia 27 marca 2024 r. Planu Neutralności Klimatycznej dla instalacji objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji, sporządzonego na podstawie aktualnego pozwolenia zintegrowanego. Plan ten został złożony do akceptacji KOBIZE w maju 2024 r..

Podstawowym celem Planu Neutralności Klimatycznej jest systematyczna i trwała redukcja emisji CO₂ związanej z wytwarzaniem ciepła systemowego, prowadząca docelowo do całkowitego odejścia od paliw wysokoemisyjnych, w szczególności węgla. Realizacja planu opiera się na:

- stopniowej eliminacji źródeł węglowych z podstawy wytwarzania,
- zwiększeniu udziału biomasy oraz wysokosprawnej kogeneracji,
- wdrażaniu technologii zgodnych z aktualnymi wymogami taksonomii UE,
- przygotowaniu infrastruktury do przyszłego wykorzystania paliw nisko- i zeroemisyjnych.

Na podstawie danych zawartych w złożonym do KOBIZE Planie Neutralności Klimatycznej, obecna jednostkowa emisja CO₂ wynosi 94,45 Mg CO₂/GJ ciepła wprowadzonego do sieci.

Planowane i realizowane inwestycje stanowią kluczowy element osiągania celów Planu Neutralności Klimatycznej i prowadzą do skokowej redukcji emisyjności systemu ciepłowniczego.

Uruchomienie nowego kotła biomasowego w 2026 r. umożliwi istotne ograniczenie emisji CO₂, redukując jej jednostkowy poziom do 33,27 Mg CO₂/GJ ciepła.

Kolejnym etapem transformacji jest planowana budowa nowych jednostek kogeneracji gazowej, które pozwolą na dalsze ograniczenie emisyjności systemu do poziomu 7,2 Mg CO₂/GJ ciepła. Osiągnięcie tak niskiej wartości emisji jest efektem jednoczesnego wzrostu

sprawności wytwarzania, ograniczenia strat energii oraz zastępowania źródeł węglowych jednostkami wysokosprawnej kogeneracji.

Wszystkie funkcjonujące oraz planowane jednostki kogeneracyjne projektowane są zgodnie z aktualnymi wymaganiami taksonomii UE w zakresie wysokosprawnej kogeneracji gazowej, z uwzględnieniem ich docelowej pracy na paliwach niskoemisyjnych, takich jak biometan lub mieszanki gazu ziemnego z zielonym wodorem.

Takie podejście umożliwia w przyszłości całkowite przejście na produkcję ciepła zeroemisyjnego, bez konieczności przeprowadzania kolejnych kosztownych modernizacji infrastruktury.

Przedmiotowe przedsięwzięcie inwestycyjne w zakresie budowy i modernizacji jednostek kogeneracyjnych stanowi bezpośrednią realizację założeń Planu Neutralności Klimatycznej Elektrociepłowni Ciechanów. Skala redukcji jednostkowej emisji CO₂ – z poziomu 94,45 Mg CO₂/GJ do 7,2 Mg CO₂/GJ – jednoznacznie potwierdza, że planowana inwestycja wpisuje się w długofalową strategię dekarbonizacji i prowadzi do osiągnięcia neutralności klimatycznej w perspektywie roku 2050.

2.2.7. Status efektywnej energetycznie sieci ciepłowniczej

W dniu 13 lipca 2023 r. Rada EU przyjęła nowelizację Dyrektywy o Efektywności Energetycznej. Zakłada on wprowadzenie nowej definicji efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Zgodnie z nową definicją efektywnym systemem ciepłowniczym i chłodniczym miałby być system, który spełnia następujące kryteria:

- a) **do 31 grudnia 2027 r.** system wykorzystujący co najmniej 50% energii odnawialnej, 50% ciepła odpadowego, 75% ciepła kogeneracyjnego lub 50% kombinacji wszystkich wymienionych form energii;
- b) **od 1 stycznia 2028 r.** system wykorzystujący co najmniej 50% OZE lub 50% ciepło odpadowe, 50% OZE i ciepło odpadowe, 80% ciepło z kogeneracji, w której udział OZE lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 5%, a całkowity udział kombinacji OZE, ciepła odpadowego lub ciepła z kogeneracji wynosi co najmniej 50%;
- c) **od 1 stycznia 2035 r.** system wykorzystujący co najmniej 50% OZE lub 50% ciepło odpadowe, lub 50% OZE i ciepło odpadowe lub całkowity udział OZE, ciepła odpadowego oraz kogeneracji wynosi co najmniej 80% w którym udział OZE lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%;

d) **od 1 stycznia 2040 r.** system wykorzystujący co najmniej 75% OZE lub 75% ciepła odpadowego, lub 75% OZE i ciepła odpadowego, lub 95% OZE, ciepła odpadowego i kogeneracji w którym udział OZE lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%;

e) **od 1 stycznia 2045 r.** system wykorzystujący co najmniej 75% OZE lub 75% ciepła odpadowego, lub 75% OZE i ciepła odpadowego;

f) **od 1 stycznia 2050 r.** system wykorzystujący wyłącznie OZE, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie OZE i ciepła odpadowego.

Powyższa definicja jest propozycją i będzie podlegać jeszcze negocjacjom i zatwierdzeniu.

Realizacja przedsięwzięcia przyczyni się do umocnienia pozycji systemu ciepłowniczego jako efektywnej energetycznie sieci. Po zakończeniu inwestycji udział odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego oraz wysokosprawnej kogeneracji w strukturze wytwarzania ciepła wyniesie około 95%, z czego ponad 65% stanowić będą OZE lub ciepło odpadowe.

Poniżej w tabeli przedstawiono prognozę spełnienia statusu efektywnej energetycznie sieci ciepłowniczej.

Tabela 16 Strategia spełnienia statusu efektywnej energetycznie sieci ciepłowniczej

Kombinacja paliwowa źródeł	Dane rzeczywiste				Prognoza				
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
węgiel	98%	66%	40%	37%	14%	14%	14%	1%	1%
gaz	0%	14%	16%	16%	16%	16%	17%	30%	30%
biomasa	0%	17%	39%	44%	66%	66%	66%	66%	66%
ciepło odpadowe	2%	3%	5%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
SUMA	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
kombinacja OZE + ciepło odpadowe + kogeneracja	2%	34%	60%	63%	86%	86%	86%	99%	99%
kombinacja OZE + ciepło odpadowe	2%	20%	45%	47%	69%	69%	69%	69%	69%

Planowana transformacja systemu ciepłowniczego oparta jest na stopniowej zmianie struktury paliwowej, spójnej z założeniami przyjętymi w modelu finansowym.

W latach 2022–2025 obserwowany jest dynamiczny spadek udziału węgla w produkcji ciepła z poziomu 98% w 2022 r. do 37% w 2025 r., przy jednoczesnym wzroście udziału biomasy do 44% oraz rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej.

Od 2026 r., po uruchomieniu nowego kotła biomasowego oraz nowych jednostek kogeneracyjnych, udział biomasy stabilizuje się na poziomie 66%, natomiast udział węgla zostaje ograniczony do 14% w latach 2026–2028 i do 1% od 2029 r. Udział ciepła odpadowego w całym analizowanym okresie utrzymuje się na poziomie ok. 3%, natomiast gaz ziemny pełni funkcję paliwa przejściowego w wysokosprawnej kogeneracji.

Zmiany struktury paliwowej bezpośrednio przekładają się na wzrost udziału odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego oraz ciepła z kogeneracji w całkowitej produkcji ciepła.

W 2022 r. łączny udział tej kombinacji wynosił 2%, w 2023 r. – 34%, w 2024 r. – 60%, a w 2025 r. – 63%. Od 2026 r. udział OZE, ciepła odpadowego oraz kogeneracji wzrasta do poziomu 86% i utrzymuje się na tym poziomie w latach 2027–2028, a od 2029 r. osiąga wartość 99%. Jednocześnie udział samych odnawialnych źródeł energii oraz ciepła odpadowego wzrasta do 70% od 2026 r. i pozostaje stabilny w kolejnych latach.

Przyjęta struktura wytwarzania ciepła zapewnia spełnienie wymagań efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w kolejnych etapach obowiązywania nowej definicji. Od 2026 r. system spełnia kryteria obowiązujące do 31 grudnia 2027 r. oraz od 1 stycznia 2028 r., a utrzymujący się wysoki udział OZE, ciepła odpadowego i kogeneracji umożliwia **zachowanie statusu efektywnej energetycznie sieci ciepłowniczej również w kolejnych latach, co najmniej do końca 2044 r., bez konieczności wprowadzania dodatkowych zmian technologicznych.**

Realizacja przedsięwzięcia przyczynia się tym samym do trwałego dostosowania systemu ciepłowniczego do długoterminowych wymagań polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, zapewniając zgodność z przyszłymi progami efektywności energetycznej oraz stabilność funkcjonowania systemu w całym analizowanym horyzoncie czasowym.

2.2.8. Magazyn ciepła

Projektowany magazyn ciepła będzie integrował pracę dwóch jednostek kogeneracyjnych przy ul. Augustańskiej i będzie zbiornikiem stalowym bezciśnieniowym wypełnionym wodą sieciową. W magazynie gorąca woda gromadzi się w jego górnej części. Podczas ładowania magazynu, gorąca woda z istniejących źródeł ciepłowniczych wypiera zimną ku dołowi. Proces ładowania i rozładowania magazynu ciepła będzie się odbywał za pośrednictwem

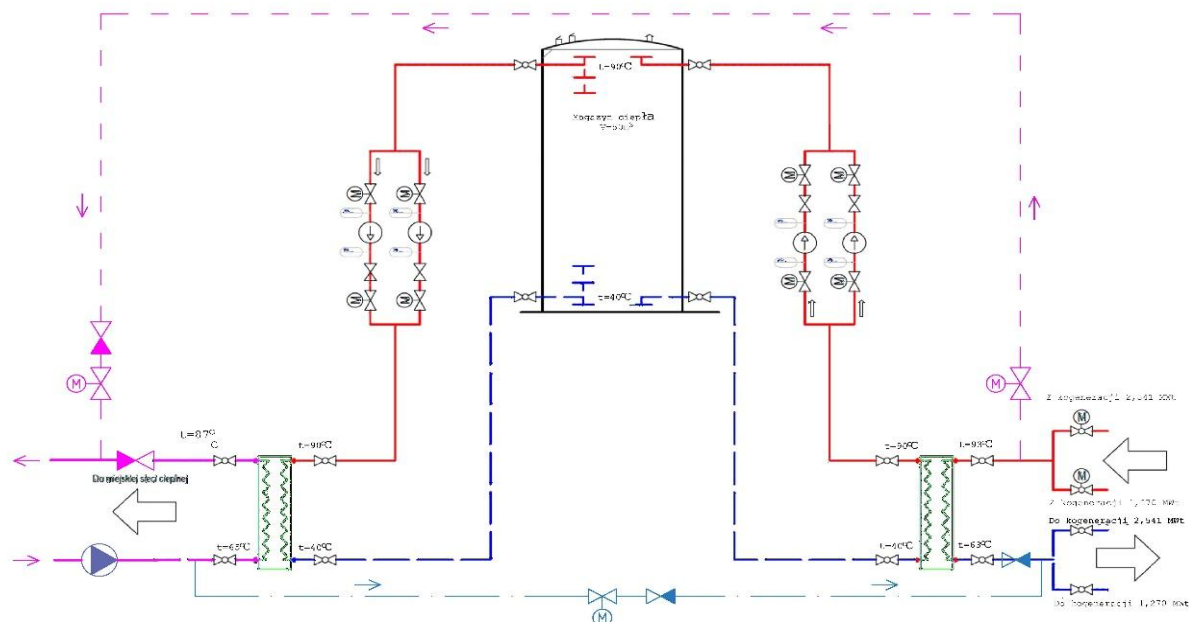
wymienników ciepła (separacja hydrauliczna magazynu ciepła od sieci ciepłowniczej – ze względu na ciśnienie statyczne na poziomie 5 bar przy wysokości zbiornika do 5 m). Przy rozładowywaniu zimna woda powrotna z sieci ciepłowniczej wypiera wodę gorącą ku górze zbiornika, a ta dalej trafia do magistralnych rurociągów sieci ciepłowniczej zasilających miasto. W ten sposób zmieniają się proporcje pomiędzy ilością wody gorącej i zimnej w magazynie, a więc położenie termokliny. Dla zabezpieczenia wody w magazynie przed absorpcją tlenu z powietrza, przewiduje się poduszkę azotową lub opcjonalnie poduszkę parową.

Maksymalna temperatura wody ładującej magazyn będzie wynosiła około 90°C.

Temperatura wody podczas ładowania będzie regulowana poprzez pracę wymiennika ciepła i zawory regulacyjne zamontowane po stronie źródeł wytwórczych i po stronie magazynu. Temperatura wody zimnej w magazynie to temperatura zbliżona do temperatury wody powrotnej z miejskiej sieci ciepłowniczej (zależna od krzywej grzewczej).

Ciśnienie pracy magazynu zbliżone będzie do ciśnienia atmosferycznego. Nad lustrem wody w zbiorniku magazynu powinno być utrzymywane niewielkie nadciśnienie tj. ok. 500 Pa, co wynika z pracy instalacji poduszki.

Podłączenie jednostek kogeneracyjnych jako źródeł ładowania magazynu zostanie zrealizowane w sposób pośredni poprzez wymienniki ciepła po stronie źródeł ciepła oraz po stronie sieci ciepłej. Sterowanie wydajnością realizowane będzie za pomocą zaworów regulacyjnych oraz pomp obiegowych z płynną regulacją obrotów zgodnie ze schematem.



Rysunek 3 Schemat pracy magazynu ciepła

Ładowanie magazynu będzie realizowane ze źródeł wytwórczych za pośrednictwem wymiennika ciepła. Układ pompowy będzie tłoczył gorącą wodę do górnej części magazynu. Wydajność ładowania powinna zapewnić laminarny wypływ wody z dyfuzora nie zaburzając stratyfikacji wody w magazynie. W przypadku zmian związanych z wydajnością ładowania i rozładowania należy zapewnić laminarny charakter dystrybucji wody w objętości zbiornika. Rozładowanie magazynu nastąpi poprzez drugi zestaw pompowy dostarczając poprzez wymiennik ciepła czynnik z górnej części magazynu ciepła do sieci ciepłnej. W tym przypadku temperatura wody dostarczanej do sieci ciepłnej będzie regulowana zgodnie z krzywą grzewczą poprzez płynną pracę pompy oraz zawór regulacyjny na wymienniku ciepła. W celu optymalizacji pracy układ pompowy powinien zapewnić również możliwość jednoczesnego ładowania i rozładowania magazynu. Dodatkowo układy kogeneracyjne będą miały możliwość pracy bezpośrednio na sieć ciepłą poprzez układ by-pass.

Magazyn energii cieplnej pozwoli na wyrównanie pracy elektrociepłowni w cyklu dobowym, co pozwala na przesunięcie produkcji na bardziej efektywne jednostki, wykorzystanie okresów

wyższych cen energii elektrycznej oraz zwiększenie efektywności energetycznej. Ponadto magazyn będzie umożliwiać wyrównanie pracy temperatury zasilania sieci ciepłowniczej z elektrociepłowni tj. akumulować ciepło w przypadku braku popytu i płynne rozładowanie przy pojawieniu się odbioru w cyklach dobowych, szacuje się że pozwoli to obniżyć o 1 °C temperaturę zasilania sieci wynikającą z tabeli regulacyjnej systemu i dochować standardów jakościowych. **Biorąc pod uwagę ograniczenia wynikające z powierzchni działki i koniecznością zarezerwowania miejsca pod lokalizację w przyszłości systemu zasilania gazami niskoemisyjnymi wymagającymi stacji regazyfikacji wraz z oddzielnym torem zasilania i mikserem** kogeneracji dokonano doboru optymalnej wielkości magazynu o pojemność **wynosi 50 m³**. Magazyn zostanie zlokalizowany przy ul. Augustiańskiej, w bezpośrednim sąsiedztwie nowo projektowanych jednostek kogeneracyjnych o mocach 1,99 MWe oraz 0,999 MWe.

Szacuje się, że pojemność ciepła jawnego magazynu w ciągu roku wyniesie **100 MWh**. Magazyn będzie mógł przechować ciepło w postaci gorącej wody przez **maksymalnie dwie doby**. Średnia straty magazynowania ciepła wynosić będą poniżej 11 W/m².

Ponadto Magazyn ciepła spowoduje możliwość pracy kogeneracji „Augustiańska” w sytuacji braku zapotrzebowania na ciepło w sieci ciepłowniczej przy jednoczesnych wysokich cenach energii elektrycznej. Produkowana energia elektryczna będzie oddawana do sieci elektroenergetycznej a energia cieplna będzie magazynowana. Energia cieplna będzie mogła być oddana z magazynu do sieci ciepłowniczej w czasie powstania zapotrzebowania na ciepło przy jednoczesnych niskich (ujemnych) cenach energii elektrycznej kiedy praca układu kogeneracyjnego będzie nieopłacalna kosztowo i będzie można go zatrzymać.

Różnica cen energii elektrycznej w wyżej opisanej sytuacji wpłynie na zwiększenie przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej.

Na dzień dzisiejszy trudno ustalić dokładną wartość zwiększenia przychodów za sprzedaż energii elektrycznej.

2.2.9. Plan eksploatacji Instalacji w odniesieniu do harmonogramu stopniowego zaprzestania wykorzystania energii z węgla ujętego w Krajowym Planie w Dziedzinie Energii i Klimatu

Planowana instalacja kogeneracyjna gazowa została zaprojektowana jako element transformacji lokalnego systemu ciepłowniczego w kierunku niskoemisyjnym, zgodnie z celami

określonymi w **Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK)** oraz projektem jego aktualizacji na rok 2023.

Zgodnie z zapisami KPEiK, Polska zobowiązuje się do **stopniowego ograniczania wykorzystania węgla w sektorze energetycznym i ciepłowniczym**, przy czym istotne znaczenie przypisuje się modernizacji systemów ciepłowniczych i ich dekarbonizacji z wykorzystaniem gazu jako paliwa przejściowego.

W tym kontekście:

- **Nowa jednostka kogeneracyjna** zostanie uruchomiona w sposób umożliwiający **natychmiastowe ograniczenie zużycia węgla** w lokalnym systemie, co pozwoli na trwałą redukcję emisji gazów cieplarnianych już od momentu rozpoczęcia eksploatacji.
- Instalacja będzie eksploatowana **równolegle z procesem wyłączania istniejących źródeł węglowych**, zgodnie z harmonogramem transformacji systemu ciepłowniczego przyjętym przez Operatora Systemu Ciepłowniczego oraz lokalny samorząd.
- Jednostka kogeneracyjna została zaprojektowana z myślą o przyszłości – **przystosowana do spalania biometanu i mieszanek wodoru**, co wpisuje się w strategię dekarbonizacji do roku 2050, zgodnie z długoterminową polityką klimatyczną UE i celami neutralności klimatycznej.
- **Eksploatacja instalacji gazowej nie narusza celów KPEiK**, a wręcz wspiera ich realizację – jako technologia pomostowa w okresie przejściowym, umożliwiająca systemowe odejście od węgla w sposób bezpieczny, technicznie wykonalny i ekonomicznie uzasadniony.

Eksploatacja instalacji będzie prowadzona w sposób zgodny z lokalnym planem redukcji emisji, harmonogramem wycofywania paliw kopalnych oraz rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii w miksie paliwowym instalacji.

2.2.10. Koncepcja monitoringu emisji fizycznych (metanu).

W ramach realizacji inwestycji obejmującej budowę jednostek kogeneracyjnych zasilanych paliwem gazowym, przewiduje się wdrożenie działań ograniczających emisje niezorganizowane metanu (CH_4) – zarówno w fazie budowy, jak i eksploatacji. Działania te są zgodne z założeniami unijnej polityki w zakresie redukcji emisji metanu oraz projektowanymi regulacjami, w tym rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym.

1. Monitoring emisji metanu

W okresie eksploatacji instalacji planuje się wdrożenie systemu monitorowania emisji niezorganizowanych na niezbędnym, wymaganym prawem i normami poziomie, obejmującego:

- okresowe kontrole szczelności elementów infrastruktury gazowej (przyłącza, rurociągi, zawory, armatura, złącza),
- stosowanie detektorów metanu w newralgicznych punktach instalacji (np. pomieszczeniach silników, komorach zaworowych, szafach gazowych),
- prowadzenie rejestru inspekcji oraz rejestrowanie wartości pomiarowych zgodnie z przyjętą procedurą środowiskową.

2. Program wykrywania i napraw nieszczelności (LDAR – Leak Detection and Repair)

Alternatywnie lub równoległe z systemem monitoringu może zostać wdrożony program LDAR, który obejmuje:

- identyfikację potencjalnych źródeł emisji w dokumentacji projektowej i operacyjnej,
- harmonogram rutynowych inspekcji instalacji gazowej z wykorzystaniem przenośnych analizatorów metanu, kamer termowizyjnych lub metod akustycznych,
- klasyfikację wykrytych nieszczelności wg poziomu emisji i przypisanie terminów ich usunięcia,
- prowadzenie ewidencji napraw oraz oceny skuteczności podjętych działań naprawczych,
- regularne raportowanie wyników do wyznaczonego organu lub w ramach wewnętrznych audytów środowiskowych.

3. Okres budowy

W trakcie realizacji inwestycji (budowy) obowiązywać będą procedury kontroli szczelności dla nowo montowanych instalacji gazowych, w tym:

- próby szczelności rurociągów przed napełnieniem gazem,
- testy instalacji przed pierwszym uruchomieniem agregatów kogeneracyjnych,
- współpraca z certyfikowanym inspektorem ds. zabezpieczeń przeciwwybuchowych i gazowych.

2.2.9 Opis Inwestycji jako elementu przyjętego przez Gminę/Miasto Planu zaopatrzenia w ciepło zgodnie z art. 25 Dyrektywy UE 2023/1791 z 13 września 2023r

Realizacja inwestycji polegającej na budowie nowej jednostki kogeneracyjnej opalanej gazem w Elektrociepłowni Ciechanów jest w pełni zgodna z kierunkami rozwoju lokalnego systemu ciepłowniczego określonymi w „Aktualizacji założeń do Planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miejskiej Ciechanów”, stanowiącej załącznik do Uchwały Nr 601/LXII/2022 Rady Miasta Ciechanów z dnia 30 listopada 2022 r..

W dokumencie tym wyraźnie wskazano na potrzebę modernizacji i rozbudowy źródeł ciepła w kierunku zwiększenia udziału wysokosprawnej kogeneracji oraz ograniczenia wykorzystania paliw stałych. Planowana instalacja doskonale wpisuje się w tę strategię, umożliwiając efektywne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, a także stanowiąc krok w kierunku dekarbonizacji lokalnego systemu. Zastosowanie technologii opartych na gazie oraz możliwość późniejszej adaptacji do paliw odnawialnych, takich jak biometan czy zielony wodór, czyni projekt zgodnym zarówno z polityką lokalną, jak i unijnymi celami klimatycznymi. Lokalizacja instalacji jest zgodna z mpzp oraz zatwierdzona jako strategia rozwoju spółki przez Prezydenta Miasta.

3. Analiza alternatywnych rozwiązań

W poniższej tabeli zestawiono warianty przeanalizowane w ramach niniejszego studium:

- Wariant 0: wariant bezinwestycyjny,
- Wariant 1: wariant podstawowy,
- Warianty 2 i 3: warianty alternatywne.

Głównym założeniem przyjętym na etapie analizy wariantów technologicznych była konieczność zapewnienia porównywalnego poziomu produkcji ciepła, co bezpośrednio przekłada się na jednakową redukcję zużycia węgla w systemie ciepłowniczym. Taki punkt wyjścia pozwolił na uczciwe porównanie efektywności oraz opłacalności poszczególnych rozwiązań pod względem technicznym, ekonomicznym i środowiskowym.

Jako alternatywne wobec jednostek kogeneracyjnych źródła ciepła, rozważano dwie niezależne technologie:

- budowę dwóch kotłowni biomasowych o łącznej mocy cieplnej 5,8 MW,
- instalację trzech kotłów gazowych o łącznej mocy 6 MW.

Wszystkie z wymienionych technologii są sprawdzone i powszechnie stosowane w nowoczesnym ciepłownictwie systemowym, gwarantując stabilność pracy, wysoką dyspozycyjność oraz przewidywalność kosztów operacyjnych.

Ze względu na charakter istniejącej sieci ciepłowniczej, pracującej w standardzie wysokotemperaturowym, a także fakt, iż projektowane źródła będą eksploatowane głównie w sezonie grzewczym, jako alternatywę wykluczono zastosowanie pomp ciepła. Technologia ta, mimo rosnącej popularności, w analizowanych warunkach wypada zdecydowanie najgorzej zarówno pod względem technicznym (ograniczona zdolność do pracy w warunkach wysokich temperatur zasilania), jak i ekonomicznym (wysoki CAPEX, niski współczynnik efektywności w warunkach zimowych). W efekcie pompy ciepła nie zostały ujęte w końcowej ocenie wariantów jako rozwiązanie konkurencyjne wobec kogeneracji, kotłów biomasowych czy gazowych.

Tabela 17. Zestawienie wariantów alternatywnych.

Źródło ciepła/energii elektrycznej	Wariant 0	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
Istniejące źródła ciepła po roku 2026	TAK	TAK	TAK	TAK
Kogeneracja gazowa o mocy cieplnej 5,729 MW	NIE	TAK	NIE	NIE
Kotłownia biomasowa o mocy cieplnej 5,8 MW	NIE	NIE	TAK	NIE
Kotłownia gazowa o mocy cieplnej 6 MW	NIE	NIE	NIE	TAK

Porównanie energetyczne

Poniższa tabela zawiera zestawienie wyników analizy energetycznej dla rozpatrywanych wariantów technologicznych.

Z punktu widzenia efektywności energetycznej, najbardziej korzystnym rozwiązaniem jest **wariant 1** – wariant rekomendowany – który charakteryzuje się najniższym zużyciem energii pierwotnej w porównaniu do pozostałych opcji. Kluczowym czynnikiem wpływającym na ten wynik jest dodatkowa produkcja energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, elektroenergetycznej i wykorzystana na bilansowanie potrzeb lokalnych Ciechanowskiego Klastra Energii, co – przy obowiązującym wskaźniku nieodnawialnej energii pierwotnej dla energii elektrycznej wynoszącym **Wpc = 2,5** – znacząco obniża całkowite zapotrzebowanie na energię pierwotną.

Zbliżony poziom zużycia energii pierwotnej odnotowano również w **wariantcie 2**, opartym na kotłowni biomasowej, jednak wartości te są nieco wyższe niż w przypadku wariantu kogeneracyjnego.

Tabela 18 Zestawienie wyników analizy energetycznej wariantów alternatywnych.

Parametr	W0	W1	W2	W3
Produkcja ciepła całkowita, GJ	473 797	477 797	473 797	477 797
Produkcja ciepła z węgla, GJ	88 217	30 166	30 166	30 166
Produkcja ciepła z CHP biomasowej, GJ	202 947	201 426	201 426	201 426
Produkcja ciepła z kogeneracji gazowej, GJ	77 778	140 439	77 778	77 778
Produkcja ciepła z kotłów biomasowych, GJ	104 855	105 765	168 427	105 765
Produkcja ciepła z kotłów gazowych, GJ	0	0	0	62 661
Produkcja energii elektrycznej brutto, MWh	23 933	37 427	23 933	23 933
Produkcja energii elektrycznej z gazu, MWh	16 890	30 437	16 890	16 890
Produkcja energii elektrycznej z biomasy, MWh	7 042	6 989	7 042	7 042
Energia finalna, MWh	162 440	163 775	163 644	161 921
węgiel, MWh	28 134	9 620	9 620,496	9 620
biomasa, MWh	116 172	115 649	135 889	115 649,3
gaz, MWh	42 067	75 932	42 067	60 584
energia elektryczna, MWh	-23 933	-37 427	-23 933	-23 933
Zużycie energii pierwotnej paliwa, MWh	40 624	23 671	24 203	40 523

Porównanie ekologiczne

Poniższa tabela przedstawia wyniki analizy ekologicznej dla rozpatrywanych wariantów technologicznych.

Najniższą emisję CO₂ ze spalania paliw bezpośrednio generuje **wariant W2**, co wynika z zastosowania biomasy jako paliwa, które – zgodnie z obowiązującymi regulacjami – traktowane jest jako źródło neutralne emisyjnie.

Jednak po uwzględnieniu efektu ekologicznego wynikającego z wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby sieci elektroenergetycznej, a tym samym uniknięcia emisji związanych z produkcją tej energii w źródłach konwencjonalnych, **najniższy poziom emisji całkowitej CO₂** (tj. różnicy pomiędzy emisją ze spalania a emisją unikniętą) osiąga **wariant W1** – kogeneracyjny. Ponadto wariant 1 osiąga najniższą wartość emisji pyłów.

Tabela 19 Zestawienie wyników analizy ekologicznej wariantów alternatywnych.

Parametr	W0	W1	W2	W3
Emisja CO₂ ze spalania paliw kopalnych, ton	17 937	18 424	11 662	15 359
Emisja z węgla, ton	9 537	3 261	3 261	3 261
Emisja z gazu, ton	8 400	15 163	8 400	12 098
Emisja pyłów ze spalania paliw, ton	7	6	7	6
Emisja z węgla, ton	1,1	0,4	0,4	0,4
Emisja z biomasy, ton	5,7	5,7	6,7	6
Emisja z gazu, ton	0	0	0	0
Uniknięta emisja CO₂ (wytworzenie EE), ton	17 543	27 434	17 543	17 543
Uniknięta emisja pyłów (wytworzenie EE), ton	0,431	0,67	0,43	0,43
Emisja CO₂, ton	395	-9 010	-5 881	-2 183
Emisja pyłów, ton	6	5	7	6

Porównanie ekonomiczne

Poniżej w tabeli przedstawiono porównanie ekonomiczne. Biorąc pod uwagę wskaźniki okresu zwrotu z inwestycji jako stosunek uzyskiwanych oszczędności w odniesieniu do poniesionych nakładów inwestycyjnych to najbardziej optymalnym wariantem jest wariant 1, który uzyskuje najkrótszy czas zwrotu z inwestycji. Do obliczeń założono następujące założenia ekonomiczne:

Założenia cenowe

- Cena gazu (stałe i zmienne) - 220 PLN/MWh,c
- Cena sprzedaży energii elektrycznej - 410 PLN/MWh
- Cena premii gwarantowanej <1MW - 131 PLN/MWh
- Cena premii kogeneracyjnej >1MW - 284 PLN/MWh
- Cena węgla – 21 PLN/GJ
- Cena biomasy - 40 PLN/GJ
- Cena uprawnień EU ETS – 320 PLN/ton CO₂
- Średni koszt serwisu gazowego CHP, 42 PLN/h

Tabela 20 Zestawienie wyników analizy ekonomicznej wariantów alternatywnych.

Pozycja	W0	W1	W2	W3
Nakłady inwestycyjne	0	36 600 000 zł	25 800 000 zł	15 600 000 zł
Wzrost przychodów za sprzedaż energii elektrycznej	0	5 532 690,75 zł	0,00 zł	0,00 zł
Wzrost przychodów za premie kogeneracyjną/gwarantowaną	0	3 584 643,83 zł	0,00 zł	0,00 zł
Oszczędności związane z redukcją kosztów zużycia węgla	0	1 399 621,84 zł	1 399 621,84 zł	1 399 621,84 zł
Oszczędności związane z redukcją kosztów emisji ETS 1	0	2 139 494,14 zł	2 303 377,65 zł	2 303 377,65 zł
Wzrost kosztów zużycia gazu	0	7 450 359,67 zł	0,00 zł	4 073 732,65 zł
Wzrost kosztów zużycia biomasy	0	-75 242,98 zł	3 311 070,47 zł	-75 242,98 zł
Wzrost kosztów serwisowych	0	528 444,00 zł	0,00 zł	0,00 zł
Roczne oszczędności	0	4 752 889,87 zł	391 929,02 zł	-295 490,18 zł
Prosty okres zwrotu z inwestycji	-	7,70	65,83	-

Rekomendacja

Na podstawie przeprowadzonej analizy energetycznej, ekologicznej oraz ekonomicznej, za najbardziej optymalny i rekomendowany do realizacji uznaje się wariant 1 – obejmujący budowę nowych jednostek kogeneracyjnych oraz modernizację istniejącej instalacji.

Pod względem energetycznym wariant 1 charakteryzuje się najniższym zużyciem energii pierwotnej spośród wszystkich rozpatrywanych opcji. Kluczowym czynnikiem wpływającym na ten wynik jest możliwość produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i wprowadzanie jej do sieci elektroenergetycznej. Działanie to znacząco redukuje zapotrzebowanie na energię pierwotną, szczególnie w kontekście obowiązującego wskaźnika konwersji ($W_{pc} = 2,5$ dla energii elektrycznej z sieci) oraz w kontekście lokalnej samowystarczalności energetycznej (Ciechanowski Klaster Energii).

Z punktu widzenia ekologicznego, wariant kogeneracyjny – mimo emisji związanej ze spalaniem gazu – osiąga najlepszy bilans emisyjny po uwzględnieniu tzw. efektu ekologicznego, tj. emisji unikniętej dzięki zastąpieniu konwencjonalnej produkcji energii elektrycznej. Tym samym wariant 1 zapewnia najniższy poziom emisji CO₂ netto w całym cyklu funkcjonowania systemu.

W aspekcie ekonomicznym wariant 1 okazuje się najkorzystniejszy ze względu na efektywne wykorzystanie paliwa, niższe jednostkowe koszty produkcji ciepła i energii elektrycznej oraz

możliwość uzyskania przychodów z tytułu sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto technologia kogeneracyjna pozwala na elastyczne dostosowanie pracy źródeł do zapotrzebowania oraz lepsze wykorzystanie infrastruktury systemowej.

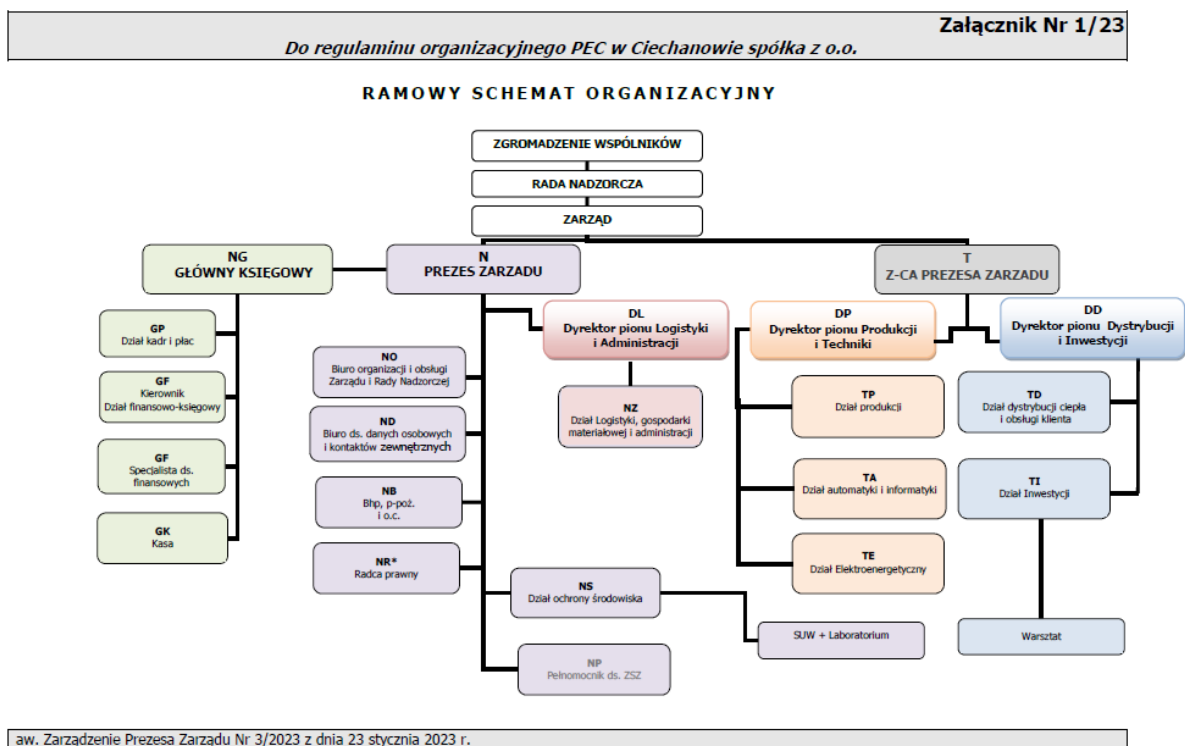
Podsumowując, wariant 1 stanowi najbardziej zrównoważone rozwiązanie, łączące wysoką efektywność energetyczną, niski poziom emisyjności oraz korzystną strukturę kosztów, co czyni go najbardziej racjonalnym wyborem inwestycyjnym w kontekście długoterminowych celów transformacji energetycznej i dekarbonizacji systemu ciepłowniczego.

4. Plan wdrożenia przedsięwzięcia:

4.1. Struktura organizacyjna jednostki odpowiedzialnej za wdrażanie przedsięwzięcia

Beneficjentem projektu i instytucją odpowiedzialną za realizację przedsięwzięcia będzie Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o. o.

Ramowy schemat organizacyjny Spółki przedstawiony został na schemacie poniżej. Realizacja projektu nie spowoduje zmian w istniejącej strukturze organizacyjnej systemu.



Rysunek 4 Ramowy schemat organizacji.

Zasoby personalne

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

Średnie zatrudnienie roczne w latach 2022-2024 wynosi:

- 2022 r. - 95,53 osób / 95,37 etatów,
- 2023 r. - 92,75 osoby / 92,02 etaty,

- 2024 r. - 94,16 osoby / 92,95 etaty.

Struktura zatrudnienia na dzień 31.05.2025 r.:

- pracownicy nieprodukcyjni 36 osób na 35 etatach w tym: pracownicy inżyniersko-techniczni 26 osób na 25,5 etatach oraz pracownicy administracyjno-biurowi 10 osób na 9,5 etatach,
- pracownicy produkcyjni - 57 osób na 57 etatach.

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

4.2. Niezbędne działania przygotowawcze do realizacji przedsięwzięcia wynikające z uzyskanych decyzji/pozwoleń, w tym stan obecny

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 koordynator projektu.

W skład zespołu wchodziły będą osoby (specjaliści) odpowiedzialni za poszczególne branże oraz zadania. Właścicielem zrealizowanej inwestycji po jej zakończeniu będzie Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o..

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

Tabela 21 Zespół realizujący projekt.

Stanowisko	Proponowany zakres zadań
Kierownik projektu – osoba oddelegowana do realizacji projektu z ramienia instytucji odpowiedzialnej za jego realizację	– odpowiedzialność za wszystkie działania realizowane w ramach projektu, w szczególności za osiągnięcia wyznaczonych celów w zakładanych terminach, – reprezentacja podmiotu realizującego projekt na zewnątrz, – opiniowanie umów, – zlecenie zadań członkom zespołu oraz ewentualne zlecenie prac na zewnątrz, – współpraca z partnerami zewnętrznymi mającymi istotne znaczenie dla prowadzenia projektu, – wydawanie poleceń dokonania płatności po weryfikacji, – bieżące zarządzanie projektem, – monitoring zgodności realizacji projektu z zapisami w umowach z instytucjami finansującymi, – monitorowanie postępu prac i wskaźników osiągnięć, – sporządzanie okresowych raportów merytorycznych, – składanie raportów do Instytucji Kontraktujących
Stanowisko	Proponowany zakres zadań
Specjalista ds. zamówień publicznych i dokumentacji księgowej projektu – osoba oddelegowana do realizacji projektu z ramienia instytucji odpowiedzialnej za jego realizację	– przygotowanie specyfikacji istotnych warunków zamówienia, – przygotowanie i realizacja procedur przetargowych, – weryfikacja i opiniowanie informacji zawartych w raportach okresowych z realizacją kontraktu, – funkcja doradcza w przypadku zaistniałych problemów w sferze zarządzania realizacją poszczególnych działań projektu, – koordynacja prac komisji przetargowej, – nadzór nad przejrzystością procedur na każdym poziomie wdrażania projektu, – prowadzenie dokumentacji księgowej projektu, – archiwizacja dokumentacji, – prowadzenie spraw kadrowo – płacowych związanych z realizacją projektu, – realizacja płatności związanych z projektem, – przygotowanie informacji niezbędnych do rozliczenia projektu.

W okresie eksploatacji planowanej inwestycji wszelkie koszty związane z utrzymaniem i eksploatacją ponosić będzie Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o..

Spółka zapewni także bieżące spełnianie kryteriów oraz norm obowiązujących w Unii Europejskiej, dla tego typu inwestycji, w całym okresie jej eksploatacji. Po zakończeniu

realizacji inwestycji eksploatacja majątku powstałego dzięki realizacji projektu odbywać się będzie zgodnie z wewnętrznymi procedurami przedsiębiorstwa nadzorowanymi przez odpowiednie działy i podległe im służby techniczne.

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

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

W związku z ubieganiem się o przyznanie dofinansowania ze środków NFOŚiGW w ramach programu priorytetowego nr 4.10.1 Kogeneracja dla Ciepłownictwa. Część 1) Budowa lub/i przebudowa jednostek kogeneracyjnych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW, realizację projektu „Budowa i przebudowa kogeneracji gazowych o łącznej mocy 4,636 MWe i 5,729 MWt w Elektrociepłowni Ciechanów.”, na etapie składania wniosków, uzyskano warunki/umowę przyłączenia do sieci:

Na etapie składania wniosku o dofinansowanie uzyskano warunki/umowę przyłączenia do sieci:

Zadanie 1 – kogeneracja Augustiańska

- Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o numerze P/24/041111, wydane przez ENERGA-OPERATOR S.A, z dnia 10.01.2025 r.;
- warunki przyłączenia do sieci gazowej o numerze S003/0000014370/00001/2025/00000, wydane przez Polską Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Warszawie, Sekcja Obsługi Klienta w Ciechanowie, z dnia 03.04.2025 r.;
- warunki przyłączenia do sieci ciepłowniczej o numerze TD3-4112-01/25, wydane przez Elektrociepłownię Ciechanów Sp. z o.o., z dnia 07.02.2025 r..

Zadanie 2 – kogeneracja Opinogórska

- Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o numerze P/24/083649, wydane przez ENERGA-OPERATOR S.A, z dnia 21.03.2025 r.;

- warunki przyłączenia do sieci gazowej o numerze S003/0000026915/00001/2024/00000, wydane przez Polską Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Warszawie, Sekcja Obsługi Klienta w Ciechanowie, z dnia 12.04.2024 r.;
- warunki przyłączenia do sieci ciepłowniczej o numerze TD3-4112-02/25, wydane przez Elektrociepłownię Ciechanów Sp. z o.o., z dnia 21.05.2025 r..

Zadanie 3 – kogeneracja Tysiąclecia

- Umowę o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej o numerze P/20/043701, zawartą z ENERGA-OPERATOR S.A w dniu 07.12.2022 r. wraz z aneksem nr 1 z dnia 14.09.2023 r. i aneksem nr 2 z dnia 08.01.2025 r.;
- warunki przyłączenia do sieci gazowej o numerze S003/0000067076/00001/2025/00000, wydane przez Polską Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Warszawie, Sekcja Obsługi Klienta w Ciechanowie, z dnia 12.06.2025;
- Kogeneracja Tysiąclecia zlokalizowana jest na dz. nr 84/4 ob. 0090 Niechodzin Bielin w bezpośrednim sąsiedztwie Centralnej Ciepłowni. Kogeneracja Tysiąclecia jest włączona w obieg hydrauliczny istniejącego źródła ciepła, stanowiący własność Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. Z uwagi na konieczności zmiany sposobu przyłączenia kogeneracji Tysiąclecia do sieci elektroenergetycznej produkcja energii cieplnej w kogeneracji została wstrzymana. Po przebudowie kogeneracji, wznowienie dostaw ciepła do własnej sieci nie wymaga wydania warunków przyłączenia oraz podpisania umowy przyłączeniowej i może być wykonane bezzwłocznie.

Inwestycja w dalszym kroku będzie wymagała przygotowania projektów budowlanych i uzyskania pozwolenia na budowę. W kolejnym etapie przygotowania będzie opracowanie dokumentacji technicznej.

Biorąc pod uwagę powyższe, należy stwierdzić, że etap przygotowania inwestycji znajduje się na zaawansowanym poziomie, czego potwierdzeniem jest uzyskanie warunków przyłączeniowych – elementu, który najczęściej stanowi istotną barierę w realizacji projektów kogeneracji gazowej.

Ponadto na potrzeby planowanej inwestycji uzyskano:

Na potrzeby zadania nr 2 przy ul. Opiniogórskiej:

- Decyzję o warunkach zabudowy nr 33/2021 z dnia 27.04.2021 r. wydaną przez Prezydenta Miasta Ciechanów, znak WPP-PP.6730.144.2020.MG dla inwestycji polegającej na budowie obiektów technicznych w zabudowie kontenerowej na terenie działki o numerze ewidencyjnym 4302/5.
- Decyzję Prezydenta Miasta Ciechanów zatwierdzającą podział nieruchomości o numerze geodezyjnym 4302/5, z dnia 12.01.2021 r. znak WGN.6831.49.2020.MB.

Na potrzeby planowanej inwestycji polegającej na „Budowie i przebudowie kogeneracji gazowych o łącznej mocy 4,636 MWe i 5,729 MWt w Elektrociepłowni Ciechanów” uzyskano opinię Prezydenta Miasta Ciechanów z dnia 23.06.2025 r. nr WGOŚ-ZM.6220.3.2025 w sprawie braku obowiązku przeprowadzenia postępowania w sprawie oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko oraz wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

Realność uzyskania pozwolenia na budowę przed 31 grudnia 2030 określa się na bardzo wysokim poziomie. Inwestycja planowana jest w formule zaprojektuj-wybuduj na podstawie ogłoszonej procedury przetargowej wraz z uzyskaniem niezbędnych decyzji i pozwoleń. Przewiduje się zakończenie prac do końca czerwca 2027 roku.

Przygotowanie Instytucjonalne do wdrożenia przyjętego rozwiązania

Zgodnie z Zarządzeniem nr 3/2025 Prezesa Zarządu Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o., z dnia 30.04.2025 r., w sprawie: powołania zespołu zadaniowego w celu realizacji inwestycji pn. *„Modernizacja systemu ciepłowniczego Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. polegająca na budowie gazowych kogeneracji rozproszonych” w ramach programu priorytetowego NFOŚiGW „Kogeneracja dla Ciepłownictwa. Część 1) Budowa lub/i przebudowa jednostek wytwórczych o fizycznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW”.*

Działając na podstawie § 20 pkt 9 regulaminu Zarządu Spółki oraz § 4 pkt 4 regulaminu organizacyjnego Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o., zarządza się, co następuje:

1. Powołuje się zespół zadaniowy w celu realizacji inwestycji pn. „Modernizacja systemu ciepłowniczego Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. polegająca na budowie gazowych kogeneracji rozproszonych” w ramach programu priorytetowego NFOŚiGW „Kogeneracja dla Ciepłownictwa. Część 1) Budowa lub/i przebudowa jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW” w składzie:

Koordynator projektu:

1. Jacek Kiński – zakres elektryczny, wyprowadzenie mocy, współpraca z OSD

Członkowie zespołu:

- 1) Piotr Rogoziński – koordynacja technologii produkcji, zakres ochrony środowiska i formalno-prawny
- 2) Wiesław Dubiel – koordynacja technologii produkcji, sterowania oraz współpracy z siecią ciepłowniczą
- 3) Mariusz Wilkowski – koordynacja zakresu budowlanego i mechanicznego oraz technologii przesyłu
- 4) Paweł Kuśkowski – koordynacja zakresu formalno-prawnego, umowy
- 5) Łukasz Kielkiewicz – zakres AKPiA i IT
- 6) Agnieszka Szumigaj – rozliczenia finansowo-ekonomiczne

Do zadań zespołu należy:

- a) Przygotowanie materiałów na potrzeby audytu energetycznego oraz dofinansowania w ramach programu priorytetowego NFOŚiGW „Kogeneracja dla Ciepłownictwa. Część 1) Budowa lub/i przebudowa jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW
- b) Przygotowanie dokumentacji i przeprowadzenie postępowania przetargowego
- c) Wybór wykonawcy, zawarcie umowy
- d) Uzgodnienie dokumentacji technicznej
- e) Prowadzenie inwestycji, odbiory, rozliczenia
- f) Oddanie do użytkowania
- g) Rozliczenie inwestycji

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 nadzór inwestorski oraz Generalny Wykonawca zadań przewidzianych w projekcie.

4.3. Harmonogram rzeczowo-finansowy przedsięwzięcia

Poniżej przedstawiono harmonogram rzeczowo-finansowy przedsięwzięcia. Czas trwania budowy przedsięwzięcia **wyniesie 3 lata (2027-2029)** a koszty kwalifikowane wyniosą **36 600 000 PLN**. Przedstawiony harmonogram określa podział kosztów z rozbiciem na poszczególne lata. Harmonogram Rzeczowo-Finansowy z rozbiciem na kwartały został przedstawiony we wniosku o dofinansowanie.

Tabela 22 Harmonogram Rzeczowo-Finansowy planowanej inwestycji.

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2026	2027	2028	2029
1	Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych	1 490,00	0,00	1 160,00	170,00	160,00
1.1	Projekty budowlany, techniczny i powykonawczy instalacji kogeneracyjnej - budynek kotłowni, dwa silniki gazowe, technologia wraz magazynem ciepła do 50 m ³ oraz niezbędne instalacje wewnętrzne zespołu kogeneracyjnego: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczne gazowe - lokalizacja Augustiańska . Projekty budowlany, techniczny i powykonawczy przyłączy instalacji zewnętrznych: wodno - kanalizacyjna, sieć ciepła, elektryczna i gazowa wraz z zagospodarowaniem terenu - lokalizacja Augustiańska .	880,00		750,00	70,00	60,00
1.2	Projekty budowlany, techniczny i powykonawczy instalacji kogeneracyjnej - silnik gazowy, technologia oraz niezbędne instalacje wewnętrzne zespołu kogeneracyjnego: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczne gazowe - lokalizacja Opinogórska . Projekty budowlany, techniczny i powykonawczy przyłączy instalacji zewnętrznych: wodno - kanalizacyjna, sieć ciepła, elektryczna i gazowa wraz z zagospodarowaniem terenu - lokalizacja Opinogórska .	330,00		230,00	50,00	50,00
1.3	Projekt przebudowy instalacji kogeneracyjnej - silnik gazowy, technologia oraz niezbędne instalacje wewnętrzne zespołu kogeneracyjnego: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczne, gazowe - lokalizacja Tysiąclecia . Projekty budowlany, techniczny i powykonawczy przyłączy instalacji zewnętrznych: wodno - kanalizacyjna, sieć ciepła, elektryczna i gazowa wraz z zagospodarowaniem terenu - lokalizacja Tysiąclecia.	280,00		180,00	50,00	50,00
2	Budowa kogeneracji gazowych (mocy elektrycznej ok. 1,998MWe i mocy cieplnej Ht+Lt 2,541 MWt oraz mocy elektrycznej ok. 0,999 MWe i mocy cieplnej Ht+Lt 1,270 MWt) wraz z budynkami, instalacjami, przyłączami i zagospodarowaniem terenu - Augustiańska	23 100,00	0,00	0,00	11 050,00	12 050,00
2.1	Budowa budynku kotłowni na potrzeby dwóch silników gazowych. Budowa wewnętrznych instalacji - c.o., wentylacja, wodno-kanalizacyjna, elektryczna.	2 000,00			900,00	1 100,00
2.2	Instalacja technologiczno – hydrauliczna dwóch silników gazowych: system pomp oraz wymienników, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje.	900,00			650,00	250,00
2.3	Dostawa i montaż dwóch kompletnych agregatów kogeneracyjnych (1x mocy elektrycznej ok. 1,998MWe i mocy cieplnej Ht+Lt 2,541MWt oraz 1x mocy elektrycznej ok. 0,999 MWe i mocy cieplnej Ht+Lt 1,270 MWt). Wentylatory obiegu powietrza, zbiorniki oleju smarowniczego, instalacje oleju smarowniczego z pompami olejowymi, instalacje płynu chłodniczego z pompami. Układy chłodzenia i produkcji ciepłej wody z bloków silników – chłodnice z naczyniem wyrównawczym, moduł kogeneracyjny odzysku ciepła z bloku silnika, armatura i orurowanie, wymiennik płytowy separacyjny z płynem chłodniczym. Instalacja technologiczno – hydrauliczna.	11 000,00			4 500,00	6 500,00
2.4	Dostawa i montaż dwóch układów odprowadzenia spalin z silników gazowych – czopuchy, kominy z fundamentami i konstrukcją wsporczą. Tłumiki do agregatów.	1 100,00			500,00	600,00

2.5	Dostawa i montaż magazynu ciepła w układzie ciepłowniczym kogeneracji o pojemności do 50 m ³ .	400,00			100,00	300,00
2.6	Stacja uzdatniania wody do 3 m ³ ze zbiornikiem wody uzdatnionej do 10 m ³ .	200,00			200,00	
2.7	Budowa stacji transformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do kotłowni, przyłączenie do sieci OSD. Dostawa transformatora.	1 300,00			1 050,00	250,00
2.8	Wykonanie instalacji AKPiA - PktLAN, szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, detekcja wycieku gazu i sterowanie zaworem bezpieczeństwa, okablowanie, instalacje nn, sygnalizacja i monitoring, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, ciepłej i zużytego gazu.	900,00			350,00	550,00
2.9	Budowę niezbędnych przyłączy : wodociągowe, kanalizacyjne, sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym (2x ϕ 200/315mm, dł. ok. L=1200mb)	4 100,00			2 200,00	1 900,00
2.10	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza gazowego do kotłowni, wewnętrzna instalacja gazowa do projektowanych silników gazowych.	700,00			450,00	250,00
2.11	Zagospodarowanie terenu kotłowni: roboty budowlane dróg dojazdowych. p.poż., ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	500,00			150,00	350,00
3.	Budowa instalacji kogeneracyjnej w zabudowie kontenerowej - silnik gazowy o mocy elektrycznej ok. 0,999 MWe i mocy cieplnej Ht+Lt 1,270 MWt - Opinogórska.	8 300,00	0,00	0,00	4 570,00	3 730,00
3.1	Przygotowanie podbudowy pod płytę oraz budowa płyty fundamentowej na potrzeby kontenera kogeneracyjnego	350,00			320,00	30,00
3.2	Dostawa i montaż kompletnego agregatu kogeneracyjnego (mocy elektrycznej ok. 0,999MWe i mocy cieplnej Ht+Lt 1,270MWth). Kontener, wentylatory obiegu powietrza, zbiornik oleju smarowniczego z pompą olejową, instalacja płynu chłodniczego z pompą. Układ chłodzenia i produkcji ciepłej wody z bloku silnika – chłodnica dachowa z naczyniem wyrównawczym, moduł kogeneracyjny odzysku ciepła z bloku silnika, armatura i orurowanie, wymiennik płytowy separacyjny z płynem chłodniczym. Instalacja technologiczno – hydrauliczna.	4 800,00			2 600,00	2 200,00
3.3	Układ odprowadzenia spalin – czopuch, komin z fundamentem i konstrukcją wsporczą. Tłumik do agregatu.	550,00			300,00	250,00
3.4	Budowa stacji transformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do agregatu, przyłączenie do sieci OSD. Dostawa transformatora.	800,00			600,00	200,00
3.5	Wykonanie instalacji AKPiA - PktLAN), szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, detekcja wycieku gazu i sterowanie zaworem bezpieczeństwa, okablowanie, instalacje nn, sygnalizacja i monitoring, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, ciepłej i zużytego gazu.	600,00			150,00	450,00
3.6	Budowę niezbędnych przyłączy: kanalizacyjne, przyłącze sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym.	400,00			250,00	150,00
3.7	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza do agregatu, wewnętrzna instalacja gazowa.	450,00			300,00	150,00
3.8	Zagospodarowanie terenu,ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	350,00			50,00	300,00
4.	Przebudowa instalacji kogeneracyjnej w zabudowie kontenerowej - silnik gazowy o mocy elektrycznej ok. 0,640 MWe i mocy cieplnej Ht+Lt 648 MWt - Tysiąclecia	2 850,00	0,00	0,00	2 550,00	300,00
4.1	Wymiana istniejącego agregatu kogeneracyjnego	1 800,00			1 800,00	
4.2	Przebudowa instalacji AKPiA - PktLAN) - dostosowanie do wymagań agregatu: szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, ciepłej.	400,00			300,00	100,00

4.3	Przebudowa instalacji wewnętrznych zespołu kogeneracyjnego: wentylacji, elektrycznych, gazowych.	500,00			350,00	150,00
4.6	Przyłącze elektroenergetyczne do agregatu - przyłączenie do sieci OSD	150,00			100,00	50,00
4	Próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów, instrukcja obsługi.	250,00			70,00	180,00
5	Nadzór inwestorski i autorski	600,00		40,00	280,00	280,00
6	Promocja projektu	10,00			5,00	5,00
OGÓŁEM NAKŁADY :		36 600,00	0,00	1 200,00	18 695,00	16 705,00

5. Finansowanie przedsięwzięcia

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

Na podstawie przeprowadzonej analizy wskaźnikowej określono, iż stan nadwyżki, wskaźnik płynności II stopnia oraz wskaźnik pokrycia obsługi zadłużenia od zakończenia projektu tj. 2030 r. przyjmują wartości dodatnie. Generowane wartości pozwalają zapewnić bieżącą obsługę zadłużenia nie stwarzając zagrożenia dla działalności i płynności spółki.

5.2. Planowane koszty całkowite i kwalifikowane przedsięwzięcia

Koszty kwalifikowalne projektu wynoszą **36 600 000,00 zł**. Wartość ta jest równoważna z kwotą netto inwestycji. Całkowite nakłady projektu, uwzględniając podatek VAT, wynoszą **45 018 000,00 zł**.

Tabela 23 Budżet inwestycji.

Kategoria/okres projekcji	2027	2028	2029	Razem
NAKŁADY CAŁKOWITE	1 476 000,00	22 994 850,00	20 547 150,00	45 018 000,00
Nakłady kwalifikowane	1 200 000,00	18 695 000,00	16 705 000,00	36 600 000,00
Nakłady niekwalifikowane	276 000,00	4 299 850,00	3 842 150,00	8 418 000,00

Źródło: Budżet inwestycji

5.3. Planowane źródła finansowania kosztów całkowitych i kwalifikowanych przedsięwzięcia

5.3.1. Środki własne

W projekcie kosztem do poniesienia przez Wnioskodawcę ze środków własnych jest VAT, który wynosi **8 418 000,00 zł oraz część wydatków kwalifikowanych w kwocie 1 162 000,00 zł odpowiadającej równowartości EDB obliczonej dla pożyczki preferencyjnej. Łączne wydatki ze środków własnych wynosić będą 9 580 000,00 zł.**

Wnioskodawca ma możliwość odzyskania podatku VAT dlatego będzie systematycznie opłacał podatek od poniesionych kosztów projektu.

5.3.2. Środki NFOŚiGW - warunki dofinansowania proponowane przez Wnioskodawcę: okres wypłat i spłat, karencja, oprocentowanie, typ i forma

zabezpieczenia zwrotu wnioskowanego dofinansowania - zgodnie z załączką „Warunki finansowania” z Wniosku wypełnianego w GWD

Wnioskodawca w ramach konkursu ubiega się o dotację oraz pożyczkę, udzieloną na warunkach preferencyjnych. Założenia do planowanej pożyczki obejmują:

- okres finansowania: 15 lat liczone od daty planowanej wypłaty pierwszej transzy pożyczki do daty planowanej spłaty ostatniej raty kapitałowej
- oprocentowanie na warunkach preferencyjnych: **4,40%** (WIBOR 3M+0,50 pb)
- spłaty pożyczki zaplanowane zostały w okresach kwartalnych, począwszy od 31.03.2031 roku do 31.12.2041 roku. Spłatę pożyczki rozłożono na 11 lat. Wysokość kwartalnej raty kapitałowej wynosi 582 273,00 zł.
- Zabezpieczeniem pożyczki będzie weksel własny „in blanco” Beneficjenta opatrzony klauzulą „bez protestu” wraz z deklaracją wekslową,

5.3.3. Zewnętrzne źródła finansowania - warunki finansowe (okres wypłat i spłat, karencja, oprocentowanie, itp.), w tym typ i forma zabezpieczenia zwrotu wnioskowanego dofinansowania

Wnioskodawca nie planuje zewnętrznych źródeł finansowania. Koszty inwestycyjne netto w ramach projektu w całości stanowią koszt kwalifikowany. Z tego względu Wnioskodawca zakłada finansowanie przedsięwzięcia środkami pochodzącymi z dotacji i pożyczki uzyskanej w ramach programu priorytetowego „Ciepłownictwo powiatowe”. Spółka jest podatnikiem VAT i może go odzyskać, a kwota niezbędna na jego pokrycie będzie pochodzić z bieżącej działalności.

Tabela 24 Źródła finansowania przedsięwzięcia.

Kategoria/okres projekcji	2027	2028	2029	Razem
NAKŁADY CAŁKOWITE	1 476 000,00	22 994 850,00	20 547 150,00	45 018 000,00
Dotacje	321 000,00	5 015 000,00	4 482 000,00	9 818 000,00
Pożyczki	840 000,00	13 086 500,00	11 693 500,00	25 620 000,00
Budżet własny	315 000,00	4 893 350,00	4 371 650,00	9 580 000,00

6. Analiza finansowa

6.1. Założenia i metodyka analizy finansowej

Analiza finansowa wykonana dla przedsięwzięcia inwestycyjnego, ma za zadanie wykazanie czy jest ono zasadne z finansowego punktu widzenia. Przedsięwzięcie inwestycyjne ma na celu budowę i przebudowę rozproszonych kogeneracji gazowych co powinno bezpośrednio przełożyć się na wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej a także, zmniejszenie kosztów związanych z zakupem mialu węglowego oraz zakupem uprawnień do emisji CO₂. W wyniku przeprowadzonej analizy uzyskana zostanie także odpowiedź na pytanie, czy zapewnione zostały środki niezbędne do tego, aby po zakończeniu prac przedsięwzięcie nadal mogło funkcjonować.

Dzięki przeprowadzeniu analizy finansowej oszacowane zostaną wskaźniki określające rentowność przedsięwzięcia. Jednocześnie na podstawie analizy finansowej uzyskane zostaną informacje mówiące o tym, czy wybrane najlepsze pod względem technicznym rozwiązanie jest realne do wykonania pod względem finansowym i w aktualnym otoczeniu społeczno-gospodarczym.

W celu sporządzenia analizy przyjęto następujące założenia:

1. Za rok bazowy uznano rok 2027, tj. rok rozpoczęcia prac budowlanych.
2. Analiza została sporządzona w cenach netto, ponieważ VAT nie jest kosztem kwalifikowanym dla Wnioskodawcy.
3. Analiza obejmuje okres spłaty pożyczki tj. do 2041 r.
4. Stopa dyskontowa stosowana przy dyskontowaniu strumieni pieniężnych dla obliczenia wskaźników rentowności inwestycji w niniejszym opracowaniu będzie wynosiła 4,0%
5. W analizie zastosowano ceny stałe.
6. W poniższej analizie zastosowano metodę różnicową.
7. Prognozy finansowe oparte zostały na podstawie najbardziej aktualnych danych z wykonania Spółki tj. sprawozdania finansowego wnioskodawcy na 2024 rok.
8. W analizie finansowej nie założono nakładów odtworzeniowych dla projektu. W celu utrzymania infrastruktury w dobrym stanie technicznym założono koszty remontów i konserwacji w okresie eksploatacji począwszy od 10 roku eksploatacji.
9. Wartość rezydualna obliczona została jako wartość netto środków trwałych w ostatnim roku prognozy.

Podczas sporządzania analizy finansowej dla omawianego projektu korzystano ze wskaźników makroekonomicznych publikowanych przez Ministerstwo Finansów

w dokumencie pn. „Wytyczne dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw”.

6.2. Analiza bieżącej sytuacji finansowej Wnioskodawcy

Rachunek zysków i strat

Głównym obszarem działalności spółki jest wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja energii cieplnej. Wnioskodawca w ostatnich trzech latach uzyskał średni przychód w wysokości 64,56 mln zł. W analogicznym okresie koszty operacyjne wyniosły 61,36 mln zł. Średni zysk netto spółki w ostatnich trzech latach to 3,15 mln. zł. Sytuacja spółki jest stabilna o czym świadczy zysk netto w ostatnich dwóch latach, pomimo znaczącego wzrostu kosztów oraz niestabilnej sytuacji na rynku energetycznym.

Pełen opis Rachunku zysków i strat za lata 2022-24 znajduje się w tabeli poniżej oraz modelu finansowym.

Tabela 25 Rachunek zysków i strat, lata 2022-24

Kategoria/opis projekcji	2022	2023	2024
Przychody netto ze sprzedaży i zrównane z nimi,			
w tym:	41 403 863,48	80 017 457,96	72 266 409,12
Koszty działalności operacyjnej, w tym:	51 771 685,41	67 942 248,81	64 372 412,67
Amortyzacja	16 317 345,30	23 591 674,50	16 699 469,04
Zużycie materiałów i energii	20 894 260,79	28 600 181,25	28 320 143,63
Usługi obce	2 650 165,07	2 749 312,06	3 470 861,96
Podatki i opłaty	2 029 880,60	2 084 993,18	2 833 911,53
Wynagrodzenia	7 987 851,58	8 727 110,37	10 433 431,89
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	1 739 157,19	1 978 204,26	2 318 213,28
Pozostałe koszty rodzajowe	152 735,88	209 465,76	296 381,34
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	289,00	1 307,43	0,00
Zysk/strata ze sprzedaży (A-B)	-10 367 821,93	12 075 209,15	7 893 996,45
Pozostałe przychody operacyjne, w tym:	3 437 813,74	5 076 262,31	4 336 952,94
- dotacje	0,00	0,00	0,00
Pozostałe koszty operacyjne	163 557,06	1 469 246,65	420 070,07
Zysk/strata z działalności operacyjnej (C+D-E)	-7 093 565,25	15 682 224,81	11 810 879,32

Kategoria/opis projekcji	2022	2023	2024
Przychody finansowe	102 475,43	14 202,96	50 271,66
Koszty finansowe, w tym:	2 047 491,81	1 750 420,89	2 793 268,25
- odsetki od wnioskowanej pożyczki	0,00	0,00	0,00
Zysk/strata z działalności gospodarczej (F+G-H)	-9 038 581,63	13 946 006,88	9 067 882,73
Podatek dochodowy	-2 940 138,00	3 958 372,00	2 409 652,00
Pozostałe obowiązkowe zmniejszenie zysku/zwiększenie straty	0,00	0,00	0,00
Zysk/strata netto (K-L-M)	-6 098 443,63	9 987 634,88	6 658 230,73

Źródło: Sprawozdania finansowe wnioskodawcy

Bilans

Analiza bilansu Wnioskodawcy wykazała, iż w 2024 r. aktywa trwałe stanowiły 81% całości aktywów. Spółka posiada rzeczowe aktywa trwałe w wysokości 106,9 mln zł. Suma aktywów obrotowych wynosi 25,5 mln zł, na które składają się Zapasy – 2,5 mln zł, Należności – 11,0 mln zł, środki pieniężne – 11,2 mln zł oraz krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe – 791,9 tys. zł.

Kapitał podstawowy Wnioskodawcy wynosi 11,2 mln zł. Ponadto spółka zgromadziła łącznie na kapitale zapasowym 7,4 mln zł. Wnioskodawca na obecną chwilę posiada zobowiązania długoterminowe i krótkoterminowych z tyt. kredytów i pożyczek na łączoną kwotę 41,2 mln zł. Zadłużenia handlowe są systematycznie spłacane.

Tabela 26 Bilans wnioskodawcy, lata 2022-2024.

Kategoria/Okres projekcji	2022	2023	2024
AKTYWA	Dane historyczne	Dane historyczne	Dane historyczne
Aktywa trwałe	92 552 812,71	107 870 183,84	107 792 422,23
Wartości niematerialne i prawne	0,00	13 740,84	118 818,83
Rzeczowe aktywa trwałe, w tym:	88 562 294,84	105 668 036,37	106 996 648,40
- z tytułu wnioskowanego przedsięwzięcia	0,00	0,00	0,00
Należności długoterminowe	0,00	0,00	0,00
Inwestycje długoterminowe	0,00	0,00	0,00
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	3 990 517,87	2 188 406,63	676 955,00
Aktywa obrotowe	21 541 038,12	18 091 689,09	25 529 755,97
Zapasy	6 067 698,22	2 340 962,68	2 491 473,18
Należności krótkoterminowe	10 153 225,62	13 964 566,39	11 022 485,02
Inwestycje krótkoterminowe, w tym:	4 204 734,41	1 000 223,81	11 223 859,96
- środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	4 204 734,41	1 000 223,81	11 223 859,96
Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	1 115 379,87	785 936,21	791 937,81
Aktywa razem (A+B)	114 093 850,83	125 961 872,93	133 322 178,20
PASYWA			
Kapitał (fundusz) własny	26 566 876,03	36 554 510,91	43 634 021,64
Kapitał (fundusz) podstawowy	10 808 820,00	10 808 820,00	11 229 640,00
Należne, lecz nie wniesione wkłady na poczet kapitału (-)	0,00	0,00	0,00
Udziały (akcje) własne (-)	0,00	0,00	0,00
Kapitał (fundusz) zapasowy	6 278 994,54	6 835 749,32	7 407 173,17
Kapitał (fundusz) rezerwowy z aktualizacji wyceny	10 727 348,25	10 170 593,47	9 599 629,62
Pozostałe kapitały (fundusze) rezerwowe	5 580 063,71	5 580 063,71	8 739 348,12
Zysk (strata) z lat ubiegłych	-729 906,84	-6 828 350,47	0,00
Zysk (strata) netto	-6 098 443,63	9 987 634,88	6 658 230,73
Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (-)	0,00	0,00	0,00
Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	87 526 974,80	89 407 362,02	89 688 156,56

Kategoria/Okres projekcji	2022	2023	2024
Rezerwy na zobowiązania	11 960 964,79	7 115 864,68	4 051 767,97
Zobowiązania długoterminowe, w tym:	28 047 778,48	34 516 091,51	37 352 116,65
- z tytułu wnioskowanych pożyczek	0,00	0,00	0,00
Zobowiązania krótkoterminowe, w tym:	22 644 122,02	20 766 005,01	17 021 741,06
- z tytułu wnioskowanych pożyczek	0,00	0,00	0,00
Rozliczenia międzyokresowe	24 874 109,51	27 009 400,82	31 262 530,88
Suma Pasywów (A+B)	114 093 850,83	125 961 872,93	133 322 178,20

Źródło: Sprawozdania finansowe wnioskodawcy

6.3. Analiza popytu i prognoza przychodów

6.3.1 Rynek Wnioskodawcy

Wnioskodawca prowadzi działalność na terenie miasta Ciechanów. Miasto Ciechanów jest położone jest w województwie mazowieckim, w powiecie ciechanowskim. Według danych GUS, populacja miasta Ciechanowa w 2024 roku wynosiła 41 740 mieszkańców. Powierzchnia miasta wynosi 32,78 km².

Zapotrzebowanie na ciepło w Ciechanowie pokrywane jest głównie przez znajdujący się na terenie miasta system ciepłowniczy eksploatowany przez Wnioskodawcę. Ciepło wytwarzane jest również w indywidualnych źródłach ciepła.

6.3.2. Przebieg działalności gospodarczej Wnioskodawcy w latach ubiegłych

W poniższej tabeli przedstawiono dane dotyczące mocy zamówionej, produkcji oraz sprzedaży ciepła w Przedsiębiorstwie.

Tabela 27 Produkcja, zakup oraz sprzedaż ciepła w Przedsiębiorstwie

Lp.	Rok	Produkcja ciepła, GJ	Zakup ciepła odpadowego, GJ	Sprzedaż ciepła, GJ
1	2020	459 956	54 684	460 065
2	2021	548 910	40 065	505 243
3	2022	514 817	10 596	447 248
4	2023	485 013	13 687	422 583
5	2024	464 667	24 902	417 010

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Wnioskodawcy

Z przedstawionych danych wynika, że produkcja oraz sprzedaż ciepła w Przedsiębiorstwie utrzymuje się na stałym poziomie z nieznacznymi rocznymi wahaniami, natomiast moc zamówiona nieznacznie wzrastała.

Łączna liczba odbiorców ciepła wynosi obecnie 370 (liczba zawartych umów na dostawę ciepła). Struktura odbiorców kształtuje się następująco:

1. Gospodarstwa domowe – 235 odbiorców w tym:
 - a) 81 odbiorców prywatnych,
 - b) 7 odbiorców spółdzielnie mieszkaniowe + TBS),
 - c) 147 odbiorców wspólnoty mieszkaniowe

2. Obiekty przemysłowe – 14 odbiorców
3. Pozostali – 62 odbiorców
4. Urzędy i instytucje – 59 odbiorców

Łączne przychody ze sprzedaży wynoszą 61 403 446,94 zł. Analiza udziału poszczególnych grup odbiorców w strukturze przychodów kształtuje się następująco:

1. Gospodarstwa domowe:	330280,58 GJ,	44 405 459,05 zł
2. Pozostali (Usługi):	28 480,37 GJ,	4 052 849,92 zł
3. Urzędy i instytucje:	69480,61 GJ,	9 801 306,5 zł
4. Obiekty przemysłowe:	22463,57 GJ,	3 143 831,50 zł
Razem:	450 705,13 GJ,	61 403 447,91 zł

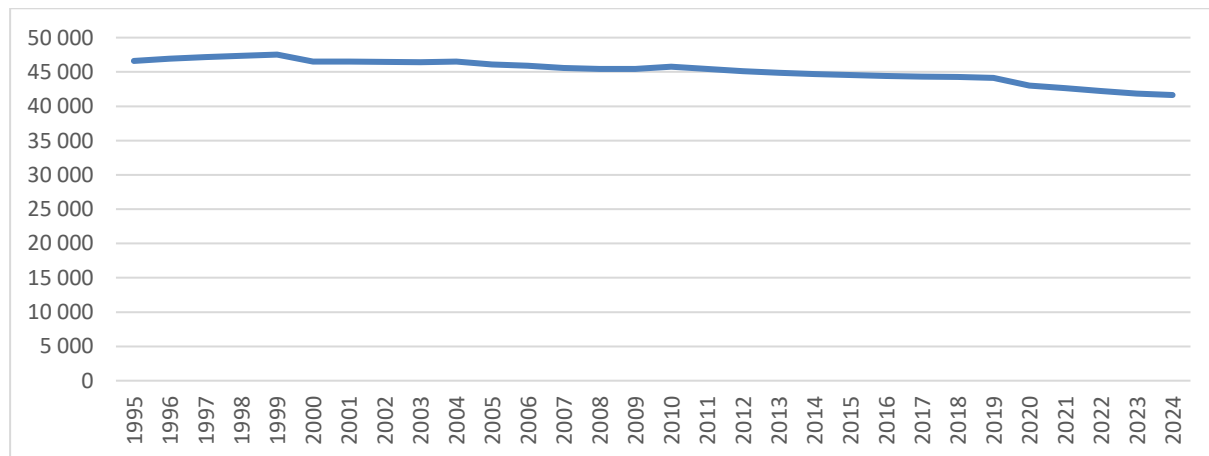
Największym odbiorcą ciepła od Spółki jest Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa „ZAMEK”: 116 332,23 GJ ciepła o wartości: 15 154 224,29 zł.

6.3.3. Prognoza popytu na usługi Wnioskodawcy

Zapotrzebowanie na ciepło w miastach zależne jest od wielu zmiennych. Istotną rolę odgrywają kwestie demograficzne, polityczne, środowiskowe i ekonomiczne. Wahania liczby ludności zamieszkującej miasto bezpośrednio przekładają się na ilość zużywanego ciepła, tak jak i również wzrost ilości budowanych mieszkań.

Zmiany demograficzne

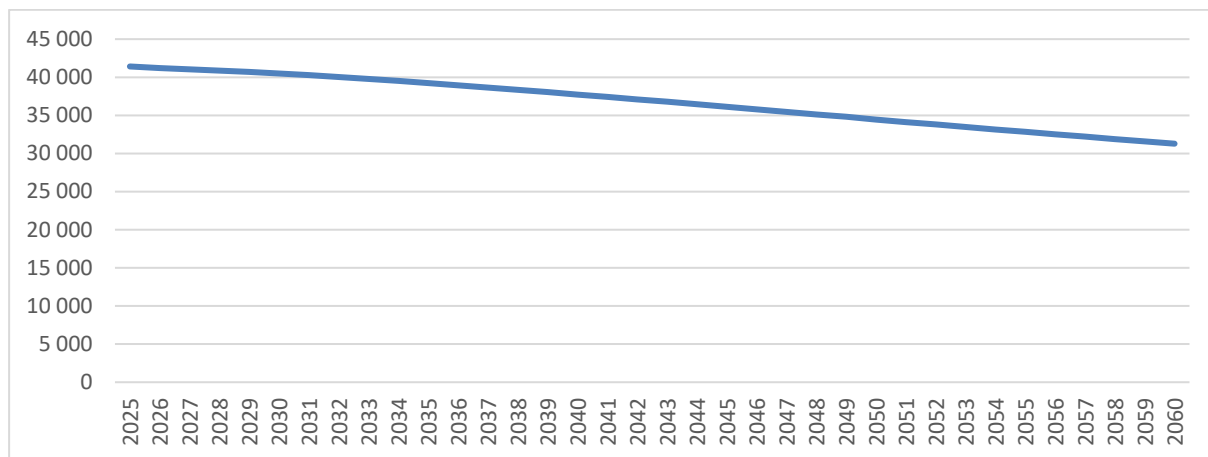
W ubiegłych latach obserwowany był spadek ludności w mieście Ciechanów. Spadek ten przedstawiono na poniższym wykresie.



Rysunek 5 Populacja miasta Ciechanów w latach 1995-2024.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

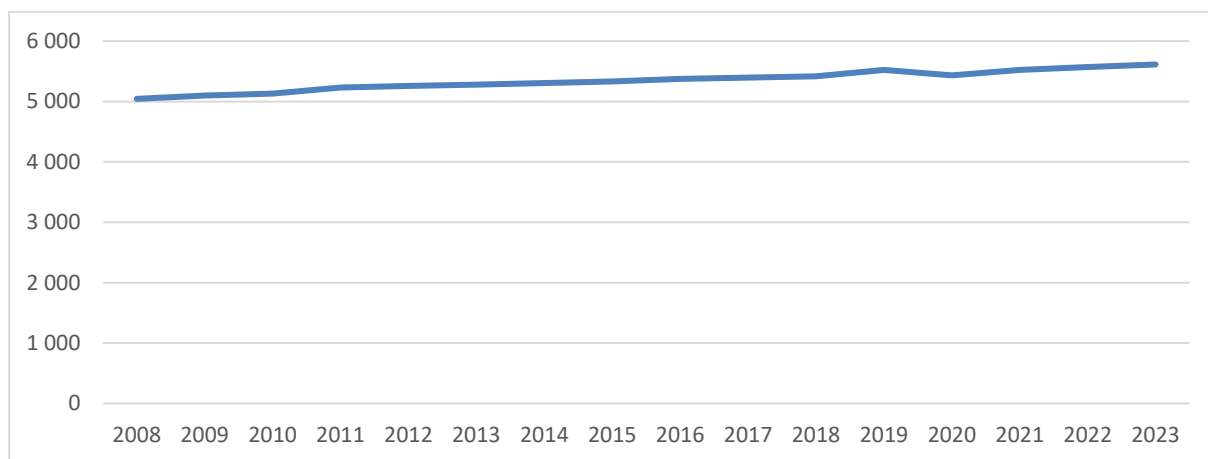
Według prognozy opracowanej przez GUS, w mieście Ciechanów utrzymany zostanie spadek liczby ludności, co zostało ujęte na poniższym wykresie.



Rysunek 6 Prognoza populacji miasta Ciechanów do roku 2060

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

Pomimo spadku populacji miasta Ciechanów obserwowanej w latach ubiegłych, liczba mieszkańców w Ciechanowie systematycznie wzrastała, co zostało ujęte na poniższym wykresie



Rysunek 7 Budynki mieszkalne w gminie miejskiej Ciechanów

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

Popyt na ciepło w latach ubiegłych

Jak już zostało to przedstawione w niniejszym rozdziale, produkcja oraz sprzedaż ciepła systemowego w Ciechanowie w ubiegłych latach utrzymywała się na stałym poziomie z nieznacznymi wahaniami. Średnia produkcja ciepła w latach 2020-2024 wynosi

ok. 494 673 GJ, natomiast średnia sprzedaż ciepła w tych samych latach wynosi ok. 450 430 GJ.

Prognoza popytu

Zważając na informacje zawarte w niniejszym rozdziale, przewiduje się utrzymanie zapotrzebowania na ciepło na obecnym poziomie uargumentowane faktem, iż pomimo malejącej liczby mieszkańców Ciechanowa, liczba mieszkań w tym mieście stale wzrasta. Wnioskodawca planuje również w przyszłości przyłączanie nowych odbiorców, co niwelować będzie spadek zapotrzebowania na ciepło w wyniku przeprowadzanych termomodernizacji budynków.

Zakłada się, że spadek zapotrzebowania na ciepło będzie rekompensowany poprzez podłączanie nowych klientów. Przyjęto na podstawie historycznego wzrostu liczby budynków mieszkalnych w gminie miejskiej Ciechanów z lat 2008-2024, że liczba klientów (odbiorców prywatnych i wspólnot mieszkaniowych) Spółki będzie rosła średnio rocznie o 0,68% (tj. zaokrąglając w górę do całości średnio o jednego klienta prywatnego i dwie wspólnoty rocznie).

Ponadto przeanalizowano wpływ Ciechanowskiego Klastra Energii zarejestrowanego w rejestrze PURE pod nr 1 na aktualny oraz przyszły popyt na ciepło. Stwierdza się, że nie ma on wpływu na prognozowany popyt na ciepło, ponieważ zakres działalności klastra nie obejmuje obszaru ciepła tylko obszar energii elektrycznej. Przedmiotem działalności klastra zgodnie z wpisem do rejestru PURE jest: „wytworzenie energii elektrycznej, magazynowanie energii elektrycznej, dystrybucja energii elektrycznej równoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną.” Związek funkcjonowania klastra z rynkiem ciepła łączy się tylko poprzez maksymalizację wytworzenia ciepła z elektrociepłowni na biomasę co jest uwzględnione w strukturze wytworzenia przed i po realizacji projektu oraz stanowi warunek spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.

Podsumowując prognozuje się utrzymanie popytu na ciepło na stałym poziomie, zakładając stałą produkcję ciepła w całym okresie prognozy w wysokości 498 768 GJ rocznie.

6.3.4. Prognoza przychodów

Założono, że sprzedaż ciepła w nadchodzących latach wynosić będzie 444 306 GJ ciepła rocznie. Wartość ta została przyjęta do dalszych analiz finansowych m.in. w celu określenia planowanych przychodów Przedsiębiorstwa (dot. Wariantu bez inwestycji). Zakłada się, że

w wyniku realizacji projektu, Spółka utrzyma zarówno wolumen jak i cenę sprzedaży za ciepło, co pozwoli utrzymać przychody ze sprzedaży ciepła na tym samym poziomie.

Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. zgodnie z obowiązującym prawem korzysta z dwóch metod kalkulacji taryfy w zależności od rodzaju źródła: metody kosztowej i metody uproszczonej. A następnie przelicza stawki cen ciepła z poszczególnych źródeł lub jednostek wytwórczych w zaakceptowanym przez URE algorytmie uwzględniającym udziały tych źródeł i jednostek w planowanej sprzedaży ciepła na kolejny okres stosowania taryfy i tak wylicza się cenę jednostkową ciepła w systemie ciepłowniczym dla odbiorcy. Natomiast dla opłaty stałej przyjmowany jest udział mocy źródeł w mocy zamówionej i stawka opłaty stałej na kolejny rok. Dla kotłów węglowych, traktowanych jako źródło złożone z 5 jednostek, stosuje taryfę kosztową, przy kalkulacji której uwzględnia koszty uzasadnione wytwarzania ciepła. Przy czym koszt uzasadniony nie jest tożsamy z kosztem produkcji, którego kalkulacja wynika z zasad rachunkowości regulowanych UoR. Tym samym kalkulacja wykonywana na potrzeby wniosku nie będzie nigdy zbieżna z kalkulacją cen ciepła metodą kosztową na potrzeby zatwierdzenia taryfy przez URE. Podstawową rozbieżność stanowią tu między innymi koszty finansowe a zaraz za nimi rozliczenia kosztu EU ETS (uprawnień do emisji) oraz zwrot z kapitału. Natomiast dla wszystkich jednostek kogeneracji Elektrociepłownia Ciechanów stosuje taryfę uproszczoną, która polega na zastosowaniu w kalkulacji średniej cen sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji oraz wskaźników referencyjnych dla poszczególnych paliw publikowanych przez URE cyklicznie (od dwóch lat dwa razy w roku). Wskaźniki są obowiązkowe do stosowania w kalkulacji taryfy dla wszystkich jednostek kogeneracji w Polsce stosujących metodę uproszczoną niezależnie od ich rzeczywistych kosztów wytwarzania ciepła czy energii elektrycznej i związanych z nimi przychodów. Założenia źródłowe kalkulacji taryfy uproszczonej są więc zależne od decyzji i kalkulacji regulatora URE i pozostają bez związku z tym co według Państwa wyobrażenia związanego z założeniem stosowania dla kogeneracji metody kosztowej, miałyby wpłynąć na obniżenia cen i stawek taryfowych za energię cieplną. Czy z uwzględnienia w kalkulacji taryfy dla kogeneracji rzeczywistych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Elektrociepłowni Ciechanów. Ponadto ani kalkulacja metodą uproszczoną ani kosztową nie uwzględnia przychodów z innej działalności np. sprzedaży energii elektrycznej, ponieważ jak wspomniano wyżej taryfa na ciepło uwzględnia zgodnie z prawem tylko koszty uzasadnione. Cena w taryfie uproszczonej zależy więc od średniego poziomu cen sprzedaży ciepła w kraju z jednostek innych niż kogeneracja oraz wskaźników kalkulowanych w modelu przyjętym przez

URE i możemy się do celów kalkulacji prognozy opierać tylko na publikowanych danych ex post, mając na uwadze dynamiczne zmiany poziomów cen ciepła w latach 2022-2025 związane z sytuacją geopolityczną. Współczynnik zmienności cen referencyjnych w latach 2022-2025 wynosi dla gazu 37% a dla biomasy 19%. Historyczne poziomy cen, wskaźników referencyjnych prezentują poniższe tabele.

Tabela 28 Średnie ceny sprzedaży ciepła [w zł/GJ] dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji

Rok	Średnie ceny sprzedaży ciepła [w zł/GJ] dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji			Nr Informacji/Komunikatu Prezesa URE
	opalanych paliwami węglowymi	opalanych paliwami gazowymi	stanowiących odnawialne źródła energii	
2024	112,26	144,18	101,11	16/2025
2023	119,37	173,96	103,09	16/2024
2022	74,67	94,91	65,31	18/2023
2021	51,91	72,02	46,12	17/2022
2020	50,38	72,43	46,46	18/2021

Tabela 29 Wskaźniki referencyjne

Rok	Wskaźniki referencyjne dla:			Nr Informacji/Komunikatu Prezesa URE
	paliw węglowych	paliw gazowych	paliw wykorzystywanych w odnawialnych źródłach energii	
2025	0,8	0,92	0,87	51/2025
2025	0,81	0,93	0,87	17/2025
2024	0,77	0,78	0,86	54/2024
2024	0,77	0,78	0,86	17/2024
2023	1,24	1,44	1,14	17/2023
2022	1,25	1,31	1	16/2022
2021	1	1	1	17/2021
2020	1	1	1	20/2020

Tabela 30 Ceny wskaźnikowe dla kogeneracji (iloczyn wskaźnika referencyjnego oraz średniej ceny źródeł innych niż kogeneracyjne)

Rok	Ceny wskaźnikowe dla kogeneracji (iloczyn wskaźnika referencyjnego oraz średniej ceny źródeł innych niż kogeneracyjne)		
	paliw węglowych	paliw gazowych	paliw wykorzystywanych w odnawialnych źródłach energii
2025	89,81	132,65	87,97
2025	90,93	134,09	87,97
2024	86,44	112,46	86,95
2024	86,44	112,46	86,95
2023	148,02	250,50	117,52
2022	93,34	124,33	65,31
2021	51,91	72,02	46,12
2020	50,38	72,43	46,46

Mając powyższe na uwadze nie jesteśmy w stanie zaprognozować poziomów cen dla ciepła dla kogeneracji na podstawie zakładanych w modelu kosztów wytwarzania i udziału źródeł ponieważ decyzje o ich poziomie do stosowania w kalkulacji są niezależne od realiów naszej działalności oraz niezależne od założeń przyjętych dla modelu kalkulacji w prognozie RZiS. Należy przy tym zauważyć, że paliwo gazowe zawsze miało najwyższe wskaźniki cenowe spośród innych. W naszym przypadku ten czynnik, który wskazywałby raczej na podstawy do założenia w kalkulacjach cen ciepła ich wzrostu proporcjonalnie do wzrostu udziału kogeneracji gazowej nie ich spadku jest zmytygowany uwzględnienie efektu włączenia do eksploatacji kotła wodnego na biomasę, w przypadku którego zastosowanie mieć będzie taryfa kosztowa. Taka struktura wytwórcza i taryfowa zapewni na przyszłość stabilny udział taryfy kosztowej i uproszczonej stosowanych dla naszego systemu ciepłowniczego.

W przypadku stawek opłat za przesył i dystrybucję ciepła stosowana jest taryfa kosztowa i w tych kosztach są także zawarte koszty strat skalkulowane na podstawie kalkulacji jednostkowej ceny ciepła.

Dlatego mając na uwadze analizę struktury naszego wytwarzania i fakt utrzymania podobnego udziału taryfy kosztowej i taryfy uproszczonej w kolejnych latach przejęto bezpiecznie dla analizy ryzyka utrzymanie stałej ceny jednostkowej ciepła jako wariant najbardziej realny mając na uwadze wzrost amortyzacji, zwrotu z kapitału, ceny paliw i ograniczenie kosztów

rozliczenia EU ETS w taryfie kosztowej i dotychczasowe poziomy wskaźników publikowane do stosowania dla kogeneracji przez URE.

Nie ma podstaw do założenia, że wytwarzanie energii elektrycznej miałyby przynieść korzyści w formie obniżenia cen ciepła z tytułu osiągania dodatkowych przychodów z jej sprzedaży natomiast te korzyści są uwzględnione kalkulacji kosztów wytwarzania ciepła poprzez przyjęcie kosztu zużycia energii elektrycznej na poziomie 162,61 zł/MWh (gdy cena rynkowa z przesylem i dystrybucją przekracza 600 zł/MWh), czyli szacunkowego kosztu jej wytwarzania na potrzeby własne. Właśnie ograniczenie kosztów wytwarzania ciepła może być bowiem podstawą do obniżenia cen ciepła co uwzględniono w modelu finansowym. Należy także zauważyć, że koszty energii elektrycznej oparte o koszt jej wytwarzania i bilansowania na potrzeby własne są uwzględniane w kalkulacji taryfy kosztowej składanej do URE i w efekcie budowy nowych źródeł kogeneracji to się nie zmieni. Należy natomiast podkreślić, że przychody ze sprzedaży energii elektrycznej nie mają i nie mogą mieć wpływu na poziom cen ciepła w taryfie na ciepło i ewentualne korzyści, których to beneficjentem według Państwa wizji mieliby być odbiorcy ciepła na poziomie indywidualnego systemu. Co do zasady dodatkowe przychody z innej działalności nie mogą być podstawą do obniżenia ceny na pokrycie kosztów całkowitych innej działalności bo byłoby to subsydiowanie skrośne mogące mieć znamiona działania na szkodę Spółki w związku z utrzymywaniem nierentownej działalności. Przed takimi praktykami kapitałodawcy powinni się chronić w sposób szczególny. Celem każdego przedsiębiorstwa jest bowiem maksymalizacja zysku i osiągania maksymalnej rentowności oczekiwanej przez dawcę kapitału (w tym pożyczkodawcę). Wynik finansowy na poziomie operacyjnym jest liczony dla każdej działalności odrębnie a finansowanie kosztów jednej działalności przychodami z innej byłoby stratą ekonomiczną. Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej muszą pokryć koszty stałe i zmienne jej wytwarzania i sprzedaży oraz zużycia na potrzeby własne spółki i generować dodatni wynik finansowy.

Tabela 31 Ceny sprzedaży ciepła w latach 2022-2024 oraz prognozowana cena ciepła

	2022	2023	2024	Po realizacji projektu
Cena ciepła	98,69 zł/GJ	114,11 zł/GJ	104,48 zł/GJ	104,48 zł/GJ
Cena za usługi przemysłowe	29,71 zł/GJ	31,33 zł/GJ	30,88 zł/GJ	30,88 zł/GJ
Cena ciepła łącznie	128,40 zł/GJ	145,49 zł/GJ	135,12 zł/GJ	135,12 zł/GJ

W związku z powyższym do kalkulacji prognozowanych przychodów Spółki z tytułu sprzedaży ciepła przyjęto stały poziom sprzedaży w wysokości 444 306 GJ oraz cenę ciepła w wysokości 135,12 zł/GJ (obliczona jako średnia cena za ciepło uzyskana w 2024 r. – przychody ze sprzedaży ciepła podzielone przez wolumen sprzedanego ciepła).

Dodatkowo przyjęto przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w wysokości 8 316 542,55 zł rocznie (zakłada się sprzedaż energii elektrycznej w wysokości 20 791,36 MWe przy średniej cenie 400 zł/MWh) oraz uzyskiwane przychodów z tytułu premii gwarantowanej oraz premii kogeneracyjnej (przyjęto poziom przychodów z tego tytułu na poziomie z 2024 r.). Po realizacji projektu założono dodatkowe przychody z tyt.:

- sprzedaży energii elektrycznej w wysokości 5 149 790,00 zł rocznie (12 874 MWe po cenie 400 zł/MWh),
- premii gwarantowanej w wysokości 178 417 zł rocznie (cena premii gwarantowanej < 1 MW: 131,00 zł/MWh),
- premii kogeneracyjnej w wysokości 3 181 185 zł rocznie (cena premii kogeneracyjnej wartość referencyjna dla nowej jednostki kogeneracji opalanej paliwem gazowym na 2026 r. w kwocie 274,77 zł/MWh. Kwota ta została skorygowana w Modelu Finansowym o wartość pomocy publicznej i wynosi po korekcie 211,54 zł/MWh).

Prognoza przychodów zakłada również uzyskiwanie przychodów ze sprzedaży pozostałych usług w stałej wysokości 635 372,69 zł rocznie tj. w wysokości wykonanej w 2024 r.

Poniższa tabela prezentuje podsumowanie wpływu realizacji projektu na przychody ze sprzedaży:

Tabela 32 Wpływ realizacji projektu na przychody ze sprzedaży.

Wyszczególnienie	Przed modernizacją	Po modernizacji
Produkcja ciepła [GJ]	498 768,00	498 768,00
Sprzedaż ciepła [GJ]	444 306	444 306
Przychody ze sprzedaży ciepła [zł]	60 035 825,62	60 035 825,62
Produkcja energii elektrycznej [MWe]	23 933	37 427
Sprzedaż energii elektrycznej [MWe]	20 791	33 666
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej [zł/MWh]	8 316 542,55	13 466 332,55
Przychody z tyt. premii gwarantowanej i kogeneracyjnej [zł/MWh]	1 301 842,44	4 661 444,44
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług [zł]	635 372,69	635 372,69

Źródło: Opracowanie własne

6.4. Prognoza kosztów operacyjnych

Prognoza kosztów operacyjnych została dokonana w oparciu o najaktualniejsze dane historyczne Spółki tj. za 2024 r. Główne założenia w zakresie kosztów działalności operacyjnej:

1. Amortyzacja: 17 258 647,86 zł/rok (w tym: 7 994 327,86 zł amortyzacja środków trwałych oraz 9 264 320,00 zł umorzenie zakupionych uprawnień do emisji CO₂)
2. Zużycie materiałów i energii: 25 260 198,45 zł – na bazie wykonania za 2024 r.:

Tabela 33 Prognoza kosztów operacyjnych.

Lp.	Wyszczególnienie	Jdnst.	2024	
1.	Zużycie materiałów i energii		28 320 143,63	100,00%
1.1.	Zużycie materiałów	zł	1 307 270,38	4,62%
1.2.	Zużycie surowców	zł	25 260 198,45	89,20%
1.2.1.	Miał węglowy - koszt	zł	5 150 428,09	
	Miał węglowy - zużycie	Mg	10 760,00	
	Miał węglowy - koszt jednostkowy	zł/Mg	478,66	
1.2.2.	Gaz - koszt	zł	11 269 621,76	
	Gaz - zużycie	MWh	42 086,21	
	Gaz - koszt jednostkowy	zł/MWh	267,77	
1.2.3.	Biomasa - koszt	zł	8 840 148,60	
	Biomasa - zużycie	Mg	22 257,50	
	Biomasa - koszt jednostkowy	zł/Mg	397,18	
1.3.	Zużycie energii elektrycznej	zł	613 918,21	2,17%
	Zużycie energii elektrycznej	MWh	3 775,48	
	Zużycie energii elektrycznej - koszt jednostkowy	zł/MWh	162,61	
1.4.	Zużycie wody	zł	73 111,59	0,26%
1.5.	Zakup ciepła	zł	1 065 645,00	3,76%
	Zakup ciepła	GJ	24 968,00	
	Zakup ciepła - koszt jednostkowy	zł/GJ	42,68	

3. Pozostałe koszty działalności zostały przyjęte w wysokości wykonania Spółki za 2024 r.

4. Dodatkowo uwzględnione zostały odpowiednie pozycje kosztów z równocześnie realizowanych inwestycji: Digitalizacja sieci oraz Budowa kotła biomasowego.

Poniższa tabela prezentuje koszty operacyjne w wariantcie bazowym – bez inwestycji:

Tabela 34 Prognoza kosztów działalności operacyjnej w wariantcie bezinwestycyjnym [mln zł].

Lp.	Wyszczególnienie	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1.	Amortyzacja	17,5	17,7	17,8	18,0	18,1	18,2	18,2	18,0	17,6	17,5	17,3	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
2.	Zużycie materiałów i energii	28,3	28,3	28,3	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2
3.	Usługi obce	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
4.	Podatki i opłaty	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
5.	Wynagrodzenia	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
6.	Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
7.	Pozostałe koszty rodzajowe	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
8.	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Źródło: Opracowanie własne

6.5. Analiza zapotrzebowania na kapitał obrotowy Wnioskodawcy

W poniżej tabeli przedstawiono zapotrzebowanie na kapitał obrotowy netto spółki.

Tabela 35 Prognoza zapotrzebowania na kapitał obrotowy netto w mln zł lata 2025-41.

Lp.	Wyszczególnienie	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1.	W0 - Wariant bez inwestycji																	
1.2.	Należności	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
1.1.	Zapasy	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
1.3.	Zobowiązania	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
	KON	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Źródło: Opracowanie własne

6.6. Prognoza rachunku zysków i strat

6.6.1. Prognoza kosztów i przychodów operacyjnych wyodrębnionych dla przedsięwzięcia

Wnioskowany projekt zakłada uzyskanie nowych przychodów operacyjnych dla spółki z tyt. sprzedaży energii elektrycznej 8 509 392 zł, z czego:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: 5 149 790,00 zł
- przychody z tyt. premii gwarantowanej: 178 417,00 zł
- przychody z tyt. premii kogeneracyjnej: 3 181 185,00 zł

Dodatkowo w wyniku realizacji inwestycji zakłada się redukcję kosztów operacyjnych związanych z zakupem mialu węglowego oraz wydatków na zakup uprawnień do emisji CO₂:

1. Zużycie materiałów i energii – liczone jako różnica między wariantem W0 oraz W1. Projekt zakłada redukcje zużycia węgla (- 66 649 GJ) oraz biomasy (-1 881 GJ) i wzrost zużycia gazu (+33 865 MWh), co w efekcie pozwoli spółce osiągnąć oszczędności z tego tytułu. Przyjęto następujące ceny surowców: cena węgla 21 zł/GJ, cena gazu 260,00 zł/MWh PLN/t, cena biomasy: 40,00 zł/GJ.
2. Usługi obce – koszty serwisowe (średni koszt serwisu gazowego CHP: 60 zł/h * czas pracy gazowych jednostek CHP:12 582 h)
3. Amortyzacja środków trwałych tj. 4 zespołów CHP na poziomie 7% rocznie.

Tabela 36 Prognoza przychodów kosztów operacyjnych projektu w mln zł lata 2025-2041.

Lp.	Wyszczególnienie	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
A	Przychody netto ze sprzedaży i zrównane z nimi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
B	Koszty działalności operacyjnej	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
I.	Amortyzacja	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
II.	Zużycie materiałów i energii	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
III.	Usługi obce	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
IV.	Podatki i opłaty	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V.	Wynagrodzenia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VI.	Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VII.	Pozostałe koszty rodzajowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VIII.	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C	Zysk ze sprzedaży	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3

6.6.2. Prognoza rachunku zysków i strat dla Wnioskodawcy

Realizowany projekt przyniesie nowe źródła przychodu dla Wnioskodawcy z tyt. sprzedaży energii elektrycznej. W rachunku wyników pojawi się również przychód operacyjny wynikający z rozliczenia dotacji. W prognozie uwzględniono również efekty równolegle prowadzonych inwestycji: Digitalizacja sieci oraz budowa kotła biomasowego w odpowiednich pozycjach RZiS.

W przedstawionych prognozach kosztów operacyjnych uwzględniono amortyzację zakupionych środków trwałych oraz umarzanych uprawnień do emisji CO₂, zmniejszenie kosztów zużycia materiałów i energii wynikające ze zmiany źródła ciepła z węglowego na gazowy. Koszty zostały zaprognozowane od momentu zakończeniu realizacji projektu tj. 2030 roku.

W prognozowanym okresie Wnioskodawca uzyskuje zysk netto na stabilnym poziomie, co świadczy o możliwości obsługi zaciągniętych zobowiązań oraz pozytywnym wpływie projektu na finanse spółki.

Pełna prognoza Rachunku zysków i strat została zawarta w modelu finansowym, stanowiący załącznik do niniejszego studium wykonalności.

Tabela 37 Prognoza rachunku zysków i strat w mln zł, lata 2025-41

Lp.	Wyszczególnienie	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
A	Przychody netto ze sprzedaży i zrównane z nimi	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5
B	Koszty działalności operacyjnej	65,2	65,4	65,5	65,6	65,7	74,5	74,5	74,2	73,8	73,8	73,6	73,4	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
I.	Amortyzacja	17,5	17,7	17,8	18,0	18,1	18,9	18,9	18,6	18,2	18,2	18,0	17,8	17,8	17,7	17,7	17,7	17,7
II.	Zużycie materiałów i energii	28,3	28,3	28,3	28,2	28,2	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5
III.	Usługi obce	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
IV.	Podatki i opłaty	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
V.	Wynagrodzenia	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
VI.	Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
VII.	Pozostałe koszty rodzajowe	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
VIII.	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C	Zysk ze sprzedaży	8,8	8,6	8,5	8,4	8,3	8,0	8,0	8,3	8,7	8,7	8,9	9,1	9,1	9,2	9,2	9,2	9,2

D	Pozostałe przychody operacyjne	4,5	4,6	5,8	5,9	5,9	6,8	6,8	6,7	6,5	6,4	6,3	5,9	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
E	Pozostałe koszty operacyjne	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
F	Zysk z działalności operacyjnej	12,8	12,8	13,9	13,9	13,8	14,4	14,4	14,5	14,7	14,7	14,8	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
G	Przychody finansowe	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
H	Koszty finansowe	4,0	3,8	3,4	3,1	2,7	3,4	2,9	2,4	2,0	1,5	1,2	0,9	0,6	0,4	0,2	0,1	0,0
I	Zysk z działalności gospodarczej	8,9	9,0	10,5	10,8	11,2	11,0	11,5	12,1	12,8	13,3	13,7	13,7	13,9	14,2	14,3	14,4	14,5
J	Wyniki zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
K	Zysk brutto	8,9	9,0	10,5	10,8	11,2	11,0	11,5	12,1	12,8	13,3	13,7	13,7	13,9	14,2	14,3	14,4	14,5
L	Podatek dochodowy	1,7	1,7	2,0	2,1	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8
M	Pozostałe obowiązkowe zmniejszenie zysku	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N	Zysk netto	7,2	7,3	8,5	8,8	9,1	8,9	9,3	9,8	10,4	10,8	11,1	11,1	11,3	11,5	11,6	11,7	11,7

Źródło: Opracowanie własne

6.7. Prognoza bilansu dla Wnioskodawcy

W roku 2029 planowane jest zakończenie inwestycji. Wnioskowana pożyczka z NFOŚiGW zostaje uwzględniona w Zobowiązaniach długoterminowych/krótkoterminowych i będzie spłacana do 2041 r. W aktywach rzeczowych zostały uwzględnione zakupione środki trwałe, które są amortyzowane zgodnie z wykazem rocznych stawek amortyzacyjnych. Dotacja jest ujęta w pozycji rozliczenia międzyokresowe. Dodatkowo zostały uwzględnione dwa inne realizowane projekty realizowany przez Wnioskodawcę Digitalizacja sieci oraz Budowa kotła biomasowego.

Pełna prognoza Bilansu została zawarta w modelu finansowym, stanowiący załącznik do niniejszego studium wykonalności.

Tabela 38 Prognoza bilansu w mln zł, lata 2025-41.

	Wyszczególnienie	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
A	Aktywa trwałe (I+II+III+IV+V)	129,8	125,3	119,1	131,2	140,7	129,5	123,9	118,5	113,5	108,6	103,9	99,3	94,8	90,3	85,8	81,3	76,8
I	Wartości niematerialne i prawne	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
II	Rzeczowe aktywa trwałe	129,1	124,6	118,4	130,5	139,9	128,8	123,2	117,8	112,8	107,9	103,1	98,6	94,1	89,6	85,1	80,6	76,1
III	Należności długoterminowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IV	Inwestycje długoterminowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V	Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
B	Aktywa obrotowe (I+II+III+IV)	38,6	49,2	60,1	70,4	80,9	94,9	101,3	108,0	115,0	122,7	132,8	143,3	153,9	164,7	177,4	190,5	203,7
I	Zapasy	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
II	Należności krótkoterminowe	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3

III	Inwestycje krótkoterminowe (w tym środki pieniężne)	24,0	34,6	45,5	55,8	66,3	80,3	86,7	93,3	100,4	108,0	118,2	128,7	139,3	150,1	162,8	175,9	189,1
IV	Pozostałe aktywa obrotowe	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Aktywa razem (A+B)	168,4	174,5	179,2	201,7	221,6	224,4	225,2	226,5	228,6	231,3	236,7	242,6	248,7	255,1	263,2	271,8	280,5
A	Kapitał (fundusz) własny	50,8	58,1	66,6	75,4	84,4	93,4	102,7	112,5	122,8	133,6	144,7	155,7	167,0	178,5	190,1	201,7	213,5
B	Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania (I+II+III+IV)	117,6	116,4	112,6	126,3	137,2	131,0	122,5	114,0	105,8	97,7	92,0	86,9	81,7	76,6	73,1	70,1	67,0
I	Rezerwy na zobowiązania	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
II	Zobowiązania długoterminowe (1+2)	50,3	46,2	41,7	49,8	55,9	48,3	40,5	33,0	25,6	20,7	16,2	11,8	7,4	4,7	2,3	0,0	0,0
1	Kredyty i pożyczki	50,3	46,2	41,7	49,8	55,9	48,3	40,5	33,0	25,6	20,7	16,2	11,8	7,4	4,7	2,3	0,0	0,0
2	Pozostałe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	Zobowiązania krótkoterminowe																	
III	(1+2+3)	18,1	19,2	19,0	18,8	18,9	20,9	20,9	20,6	20,4	18,0	17,5	17,5	17,5	15,8	15,4	15,4	13,1
1	Z tytułu dostaw i usług	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
2	Kredyty i pożyczki	5,1	6,1	5,9	5,7	5,9	7,8	7,8	7,5	7,3	5,0	4,4	4,4	4,4	2,7	2,3	2,3	0,0
3	Pozostałe	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
IV	Rozliczenia międzyokresowe	45,1	47,0	47,9	53,6	58,3	57,8	57,1	56,4	55,7	54,9	54,2	53,5	52,8	52,1	51,3	50,6	49,9
	Pasywa razem (C+D)	168,4	174,5	179,2	201,7	221,6	224,4	225,2	226,5	228,6	231,3	236,7	242,6	248,7	255,1	263,2	271,8	280,5

Źródło: Opracowanie własne

6.8. Prognoza rachunku przepływów pieniężnych dla Wnioskodawcy

Analiza rachunku przepływów pieniężnych przeprowadzona z uwzględnieniem inwestycji pokazuje, że Wnioskodawca będzie miał dodatni przepływ pieniężnych. Skumulowana wartość środków pieniężnych będzie się powiększała z roku na rok. Z tego wynika, iż Wnioskodawca będzie dysponował środkami na obsługę inwestycji oraz na pokrycie kosztów, pojawiających się w okresie trwałości projektu (np. spłatę rat kredytów, odsetek). Dodatkowo zostały uwzględnione dwa inne realizowane projekty realizowany przez Wnioskodawcę Digitalizacja sieci oraz Budowa kotła biomasowego.

Pełna prognoza Rachunku przepływów pieniężnych została zawarta w modelu finansowym, stanowiący załącznik do niniejszego studium wykonalności.

Tabela 39 Prognoza rachunku przepływów pieniężnych w mln zł, lata 2025-41.

LP	Wyszczególnienie	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
A	Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej																	
I	Zysk netto	7,2	7,3	8,5	8,8	9,1	8,9	9,3	9,8	10,4	10,8	11,1	12,8	13,0	13,2	13,3	13,4	13,4
II	Korekty razem	21,5	21,6	21,3	21,0	20,8	21,5	21,1	20,4	19,5	18,9	18,5	18,0	17,7	17,4	17,3	17,2	17,1
1	Amortyzacja	17,5	17,7	17,8	18,0	18,1	18,9	18,9	18,6	18,2	18,2	18,0	17,8	17,8	17,7	17,7	17,7	17,7
2	Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	4,0	3,8	3,4	3,1	2,7	3,4	2,9	2,4	2,0	1,5	1,2	0,9	0,6	0,4	0,2	0,1	0,0
3	Zmiana stanu rezerw	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Zmiana stanu zapasów	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Zmiana stanu należności	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych,	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	z wyjątkiem kredytów i pożyczek																	
7	Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7
8	Inne korekty	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
III	Przepływy pieniężne netto	28,7	28,9	29,8	29,8	29,8	30,5	30,4	30,2	29,8	29,7	29,6	30,8	30,7	30,6	30,5	30,5	30,5
B Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej																		
I	Wpływy	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II	Wypływy	39,5	13,2	11,7	30,1	27,5	7,7	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
III	Przepływy pieniężne netto	-39,5	-13,2	-11,7	-30,1	-27,5	-7,7	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3
C Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej																		
I	Wpływy	32,2	3,8	2,3	19,6	16,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II	Wypływy	8,7	8,9	9,5	9,0	8,4	9,3	10,7	10,2	9,5	8,8	6,1	5,4	5,1	4,8	2,9	2,5	2,4
III	Przepływy pieniężne netto	23,5	-5,0	-7,2	10,6	8,2	-8,8	-10,7	-10,2	-9,5	-8,8	-6,1	-5,4	-5,1	-4,8	-2,9	-2,5	-2,4

D	Przepływy pieniężne netto	12,7	10,6	10,9	10,4	10,5	14,0	6,4	6,7	7,1	7,6	10,2	10,5	10,6	10,8	12,6	13,1	13,2
E	Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	12,7	10,6	10,9	10,4	10,5	14,0	6,4	6,7	7,1	7,6	10,2	10,5	10,6	10,8	12,6	13,1	13,2
F	Środki pieniężne na początek okresu	11,3	24,0	34,6	45,5	55,8	66,3	80,3	86,7	93,3	100,4	108,0	118,2	128,7	139,3	150,1	162,8	175,9
G	Środki pieniężne na koniec okresu	24,0	34,6	45,5	55,8	66,3	80,3	86,7	93,3	100,4	108,0	118,2	128,7	139,3	150,1	162,8	175,9	189,1

6.9. Ocena wykonalności i trwałości finansowej

Przepływy pieniężne projektu są dodatnie co wynika faktu osiągniętych dodatkowych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz oszczędności na kosztach operacyjnych.

Tabela 40 Finansowa efektywność inwestycji w mln zł, lata 2025-41 – rachunek przepływów pieniężnych dla projektu.

LP	Wyszczególnienie	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
A	Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej																	
I	Zysk netto	7,2	7,3	8,5	8,8	9,1	8,9	9,3	9,8	10,4	10,8	11,1	12,8	13,0	13,2	13,3	13,4	13,4
II	Korekty razem	21,5	21,6	21,3	21,0	20,8	21,5	21,1	20,4	19,5	18,9	18,5	18,0	17,7	17,4	17,3	17,2	17,1
1	Amortyzacja	17,5	17,7	17,8	18,0	18,1	18,9	18,9	18,6	18,2	18,2	18,0	17,8	17,8	17,7	17,7	17,7	17,7
2	Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	4,0	3,8	3,4	3,1	2,7	3,4	2,9	2,4	2,0	1,5	1,2	0,9	0,6	0,4	0,2	0,1	0,0
3	Zmiana stanu rezerw	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Zmiana stanu zapasów	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Zmiana stanu należności	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych,	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	z wyjątkiem kredytów i pożyczek																	
7	Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7
8	Inne korekty	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
III	Przepływy pieniężne netto	28,7	28,9	29,8	29,8	29,8	30,5	30,4	30,2	29,8	29,7	29,6	30,8	30,7	30,6	30,5	30,5	30,5
B Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej																		
I	Wpływy	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II	Wypływy	39,5	13,2	11,7	30,1	27,5	7,7	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
III	Przepływy pieniężne netto	-39,5	-13,2	-11,7	-30,1	-27,5	-7,7	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3	-13,3
C Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej																		
I	Wpływy	32,2	3,8	2,3	19,6	16,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II	Wypływy	8,7	8,9	9,5	9,0	8,4	9,3	10,7	10,2	9,5	8,8	6,1	5,4	5,1	4,8	2,9	2,5	2,4
III	Przepływy pieniężne netto	23,5	-5,0	-7,2	10,6	8,2	-8,8	-10,7	-10,2	-9,5	-8,8	-6,1	-5,4	-5,1	-4,8	-2,9	-2,5	-2,4

D	Przepływy pieniężne netto	12,7	10,6	10,9	10,4	10,5	14,0	6,4	6,7	7,1	7,6	10,2	10,5	10,6	10,8	12,6	13,1	13,2
E	Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	12,7	10,6	10,9	10,4	10,5	14,0	6,4	6,7	7,1	7,6	10,2	10,5	10,6	10,8	12,6	13,1	13,2
F	Środki pieniężne na początek okresu	11,3	24,0	34,6	45,5	55,8	66,3	80,3	86,7	93,3	100,4	108,0	118,2	128,7	139,3	150,1	162,8	175,9
G	Środki pieniężne na koniec okresu	24,0	34,6	45,5	55,8	66,3	80,3	86,7	93,3	100,4	108,0	118,2	128,7	139,3	150,1	162,8	175,9	189,1

Źródło: Opracowanie własne

6.10. Ocena wyników analizy finansowej i analizy wskaźnikowej

Na potrzeby prognozy finansowej Wnioskodawca przeprowadził analizę wskaźnikową w następujących obszarach:

- wskaźnik nadwyżki finansowej
- wskaźnik płynności II stopnia,
- wskaźnik środków pieniężnych,
- wskaźnik obsługi zadłużenia,
- wskaźnik zadłużenia.

Otrzymane dane wskazują, że w czasie trwałości projektu nie istnieje zagrożenie utraty nadwyżki i płynności finansowej. Przedsiębiorstwo z bieżącej działalności będzie w stanie obsłużyć zarówno obecnie posiadane zadłużenia jak i te które planuje zaciągnąć w ramach inwestycji.

Pełna analiza wskaźnikowa znajduje się w modelu finansowym, który stanowi załącznik do niniejszego studium. Została ona zawarta również w tabeli poniżej.

Tabela 41 Analiza wskaźnikowa, lata 2025-2041.

Lp.	Wyszczególnienie	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1.	Rentowność																	
1.1.	ROE	14,13%	12,54%	12,76%	11,64%	10,73%	9,57%	9,06%	8,71%	8,43%	8,06%	7,65%	7,11%	6,76%	6,43%	6,09%	5,78%	5,50%
1.2.	ROA	4,26%	4,18%	4,74%	4,35%	4,09%	3,98%	4,13%	4,33%	4,53%	4,65%	4,68%	4,56%	4,54%	4,50%	4,40%	4,29%	4,19%
1.3.	ROS brutto	11,90%	11,61%	11,52%	11,38%	11,24%	9,74%	9,74%	10,00%	10,50%	10,59%	10,76%	11,01%	11,09%	11,10%	11,10%	11,10%	11,10%
2.	Płynność																	
2.1.	Wskaźnik płynności bieżący	2,13	2,57	3,17	3,75	4,28	4,55	4,85	5,24	5,64	6,80	7,59	8,18	8,79	10,44	11,52	12,37	15,58
2.2.	Wskaźnik płynności szybki	1,95	2,39	2,99	3,57	4,10	4,39	4,69	5,08	5,47	6,62	7,40	7,99	8,60	10,23	11,30	12,15	15,33
2.3.	Wskaźnik płynności natychmiastowy	1,32	1,80	2,39	2,97	3,50	3,85	4,15	4,53	4,92	5,99	6,75	7,35	7,96	9,52	10,57	11,42	14,46
2.4.	Wskaźnik płynności II stopnia	1,99	2,43	3,03	3,61	4,14	4,43	4,73	5,12	5,51	6,66	7,44	8,04	8,65	10,28	11,35	12,20	15,39
2.5.	Wskaźnik stanu nadwyżki finansowej	24,69	25,03	26,33	26,74	27,14	27,80	28,17	28,44	28,59	28,93	29,09	28,88	29,05	29,22	29,33	29,41	29,49

2.6.	Stan środków pieniężnych	23,97	34,56	45,47	55,82	66,30	80,27	86,67	93,34	100,42	108,04	118,19	128,66	139,30	150,11	162,76	175,86	189,05
3.	Zadłużenie																	
3.1.	Wskaźnik ogólnego zadłużenia aktywów	70%	67%	63%	63%	62%	58%	54%	50%	46%	42%	39%	36%	33%	30%	28%	26%	24%
3.2.	Wskaźnik ogólnego zadłużenia środków trwałych	91%	93%	95%	96%	98%	101%	99%	96%	93%	90%	89%	87%	86%	85%	85%	86%	87%
3.3.	Wskaźnik ogólnego zadłużenia kapitału własnego	231%	200%	169%	168%	162%	140%	119%	101%	86%	73%	64%	56%	49%	43%	38%	35%	31%
3.4.	Wskaźnik pokrycia obsługi zadłużenia (WPOD)	3,75	4,89	5,77	7,21	8,89	9,67	9,07	10,12	11,58	13,24	20,24	25,05	28,41	32,20	56,26	72,20	80,85

Źródło: Opracowanie własne

7. Ocena ryzyka i analiza wrażliwości.

7.1. Analiza ryzyka.

Poniżej przedstawiono analizę ryzyka dla planowanej inwestycji, ujętą w formie tabelarycznej. Zestawienie obejmuje identyfikację potencjalnych zagrożeń, ocenę ich prawdopodobieństwa i skutków, a także proponowane działania minimalizujące wpływ poszczególnych ryzyk na realizację projektu.

Tabela 42 Analiza ryzyka.

Rodzaj ryzyka	Prawdopodobieństw o faktycznego wystąpienia	Opis okoliczności, jakie przyczyniłyby się do wystąpienia takiej sytuacji	Działania zapobiegawcze
Operacyjne			
<i>Posiadanie niezbędnej dokumentacji technicznej</i>	Niskie	Mogą wynikać m.in. z wyboru nierzetelnego wykonawcy w trybie zaprojektuj i wybuduj	Opracowanie szczegółowych warunków udziału w postępowaniu oraz precyzyjnych wymogów dla oferentów. Właściwe przygotowanie harmonogramu.
<i>Posiadanie decyzji administracyjnych dotyczących realizacji przedsięwzięcia</i>	Niskie	Mogą wynikać głównie z istniejących przepisów w tym zakresie	Możliwie wczesne reagowanie na zmiany oraz ciągłe analizowanie projektów aktów prawnych w tym zakresie
Ryzyko ekologiczne			
<i>Opóźnienia w realizacji rzeczowej części projektu, brak osiągnięcia efektu rzeczowego</i>	Średnie	Mogą wynikać m.in. z wyboru nierzetelnego wykonawcy, trudnych warunków atmosferycznych	Opracowanie szczegółowych warunków udziału w postępowaniu oraz precyzyjnych wymogów dla oferentów. Właściwe przygotowanie harmonogramu.
<i>Nieosiągnięcie planowanych parametrów technicznych przekładających się na osiągnięcie i utrzymanie efektu ekologicznego</i>	Niskie	Niewielkie doświadczenie wykonawcy lub wady fabryczne instalowanych urządzeń mogą powodować trudności z uzyskaniem zakładanych efektów technicznych	Odpowiednio przygotowana dokumentacja przetargowa, a także stały monitoring prowadzonych prac zapewniony przez nadzór inwestorski.
Handlowe (popytowe)			
<i>Mniejsze zapotrzebowanie na energię ciepłą</i>	Niskie	Z powodu zbyt wysokich opłat, część odbiorców będzie znacznie oszczędzać i ograniczać wykorzystanie energii	Odpowiednie ustalenie wysokości taryf
<i>Zmniejszenie liczby odbiorców</i>	Niskie	Liczba odbiorców może się zmniejszyć m.in. w wyniku zastosowania przez nich własnych źródeł ciepła i energii	Odpowiednie ustalenie wysokości taryf

Rynek gazów niskoemisyjnych po 2035	Wysokie	Aktualnie brak krajowego rynku gazów niskoemisyjnych na poziomie zastąpienia gazu ziemnego dla CHP gazowych	Przygotowanie jednostek do zasilania gazem niskoemisyjnym oraz monitorowanie rynku w tym w zawieranie kontraktów terminowych na paliwa niskoemisyjne po uruchomieniu jednostek
Finansowe (przychody i koszty operacyjne)			
Mniejsze od planowanych przychody za sprzedaż energii elektrycznej	Niskie	Wynika z możliwego spadku cen energii elektrycznej na rynku	Ocena możliwości sprzedaży energii elektrycznej innym odbiorcom (np. przemysłowym).
Brak uzyskania premii kogeneracyjnej	Niskie	Wynika z braku wygrania aukcji	Skorzystanie z alternatywnych mechanizmów wsparcia (np. udział na rynku mocy)
Wzrost cen gazu	Średnie	Wynika z możliwego wzrostu cen gazu	Poszukiwanie alternatywnych dostawców surowca oraz innych partnerów handlowych oferujących korzystniejsze warunki cenowe
Dodatkowe koszty ETS 2	Wysokie	Mogą pojawić się dodatkowe koszty związane ze wzrostem cen gazu lub dodatkowymi kosztami uprawnień za emisję CO ₂ w związku z planowanym wejściem ETS 2.	Podniesienie taryfy za ciepło dla odbiorców końcowych
Prawne i instytucjonalne			
Zmiany w przepisach prawnych	Średnie	Są niezależne od wnioskodawcy i wynikają głównie z polityki rządu	Możliwie wczesne reagowanie na zmiany oraz ciągle analizowanie projektów aktów prawnych

7.2. Analiza wrażliwości.

Analiza wrażliwości została dokonana celem oceny wpływu zmiany parametrów na wynik finansowy netto oraz saldo niezdyskontowanych przepływów pieniężnych. Analizie poddano zmianę poniższych parametrów o -20% do +20%:

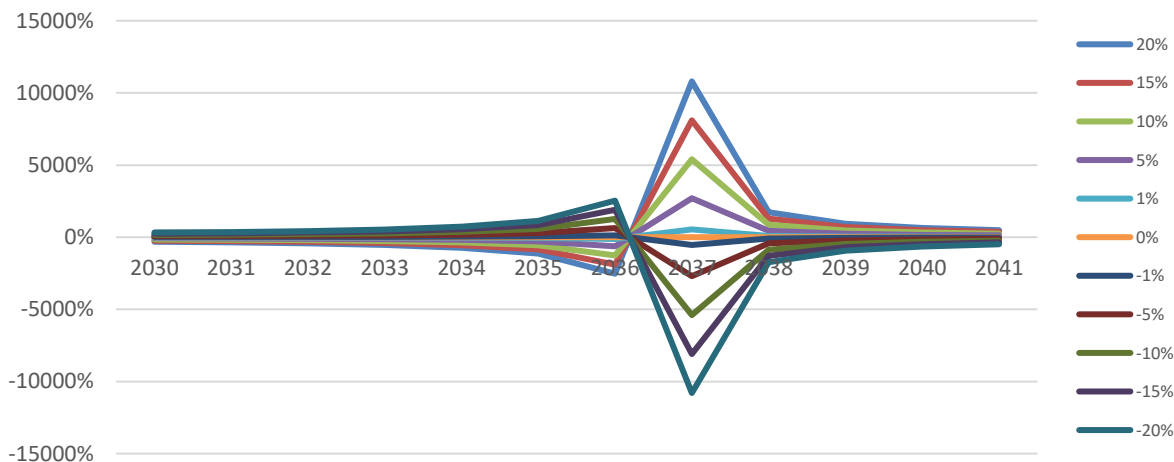
- przychody ze sprzedaży,
- koszty operacyjne,
- wydatki inwestycyjne.

Wyniki analizy zostały przedstawione poniżej.

Poniższy wykres prezentuje wpływ zmiany przychodów ze sprzedaży na wynik finansowy netto Projektu. Analizie poddano okres od 2030 r. tj. od pierwszego roku po zakończeniu realizacji

inwestycji. Zmienną tę można uznać za krytyczną, ponieważ jej zmiana o 1% powoduje zmianę wyniku finansowego netto projektu o więcej niż 1%.

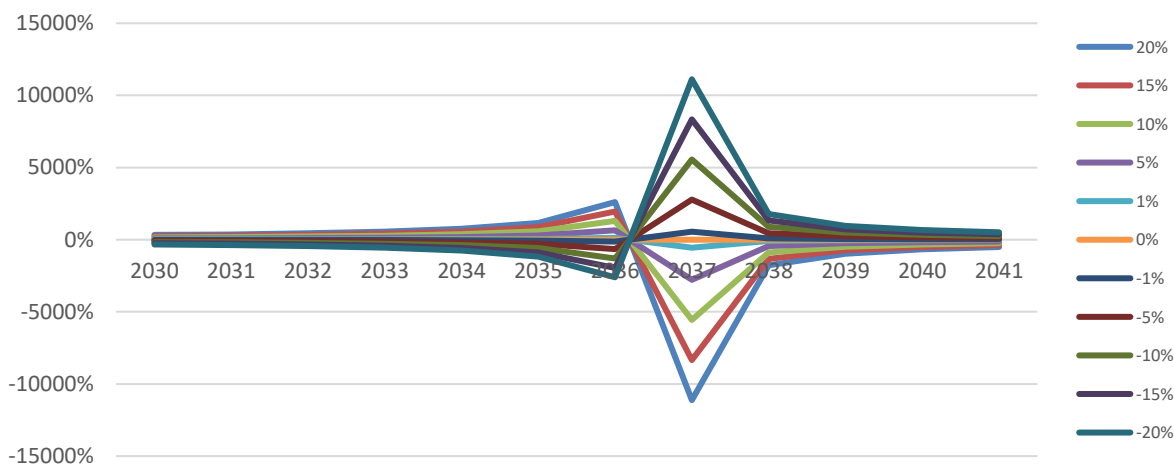
Rysunek 8 Wpływ zmiany przychodów na wynik finansowy netto



Źródło: Opracowanie własne

Poniższy wykres prezentuje wpływ zmiany kosztów operacyjnych na wynik finansowy netto Projektu. Analizie poddano okres od 2030 r. tj. od pierwszego roku po zakończeniu realizacji inwestycji. Zmienną tę można uznać za krytyczną, ponieważ jej zmiana o 1% powoduje zmianę wyniku finansowego netto projektu o więcej niż 1%.

Rysunek 9 Wpływ zmiany kosztów na wynik finansowy netto

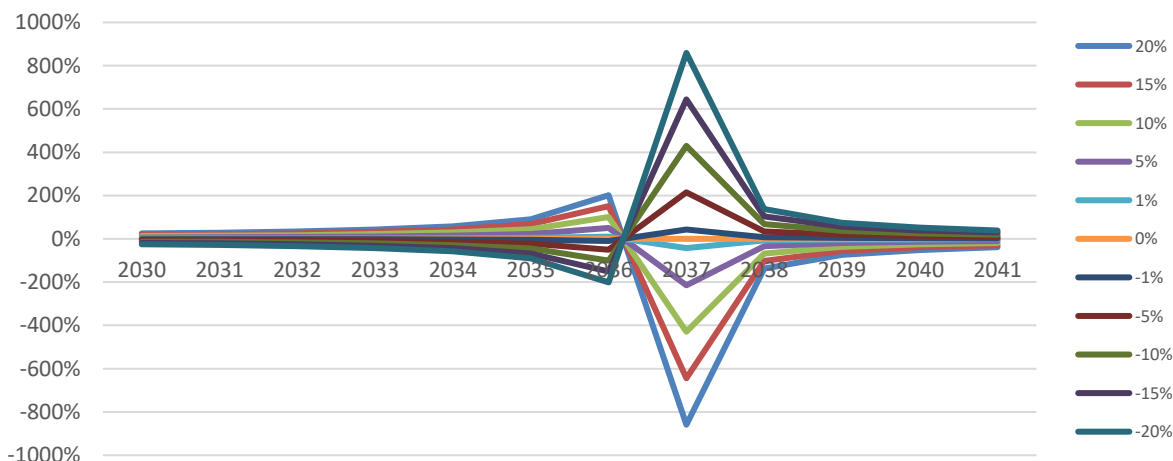


Źródło: Opracowanie własne

Poniższy wykres prezentuje wpływ zmiany wydatków inwestycyjnych (poprzez zmianę wysokości amortyzacji) na wynik finansowy netto Projektu. Analizie poddano okres od 2030 r.

tj. od pierwszego roku po zakończeniu realizacji inwestycji. Zmienną tę można uznać za krytyczną, ponieważ jej zmiana o 1% powoduje zmianę wyniku finansowego netto projektu o więcej niż 1%. Warto jednak podkreślić, że zmienna ta miała najmniejszy z trzech analizowanych zmiennych wpływ na zmianę wyniku finansowego netto projektu.

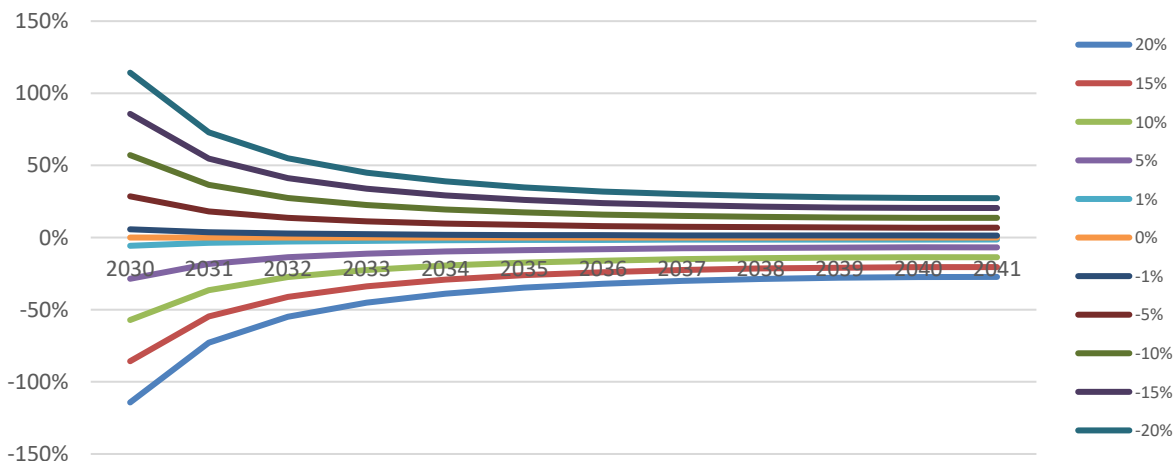
Rysunek 10 Wpływ zmiany nakładów inwestycyjnych na wynik finansowy netto



Źródło: Opracowanie własne

Poniższy wykres prezentuje wpływ zmiany przychodów ze sprzedaży na saldo niezdyktowanych przepływów pieniężnych Projektu. Analizie poddano okres od 2030 r. tj. od pierwszego roku po zakończeniu realizacji inwestycji. Zmienną tę można uznać za krytyczną, ponieważ jej zmiana o 1% powoduje zmianę wyniku finansowego netto projektu o więcej niż 1%.

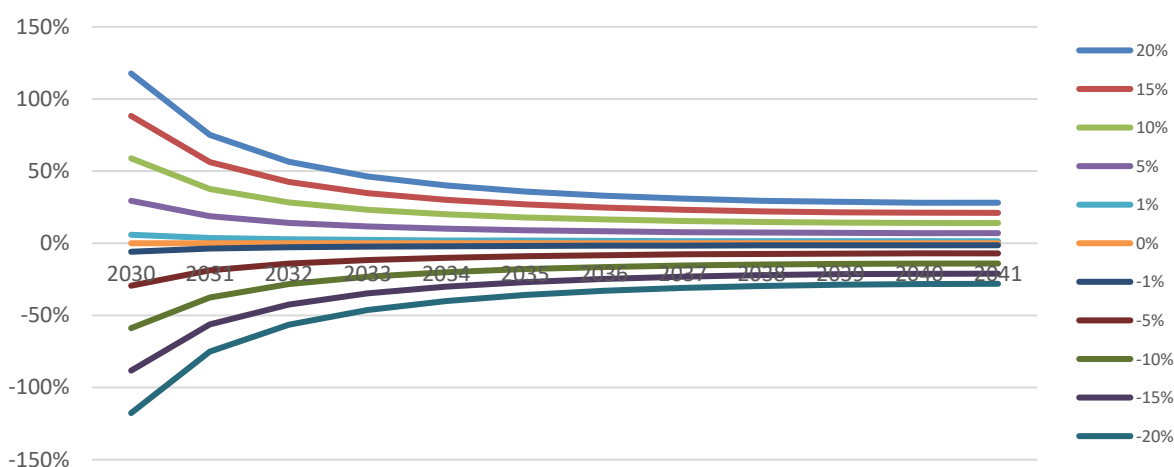
Rysunek 11 Wpływ zmiany przychodów ze sprzedaży na saldo niezdyktowanych przepływów pieniężnych



Źródło: Opracowanie własne

Poniższy wykres prezentuje wpływ zmiany kosztów działalności operacyjnej na saldo niezdykontowanych przepływów pieniężnych Projektu. Analizie poddano okres od 2030 r. tj. od pierwszego roku po zakończeniu realizacji inwestycji. Zmienną tę można uznać za krytyczną, ponieważ jej zmiana o 1% powoduje zmianę wyniku finansowego netto projektu o więcej niż 1%.

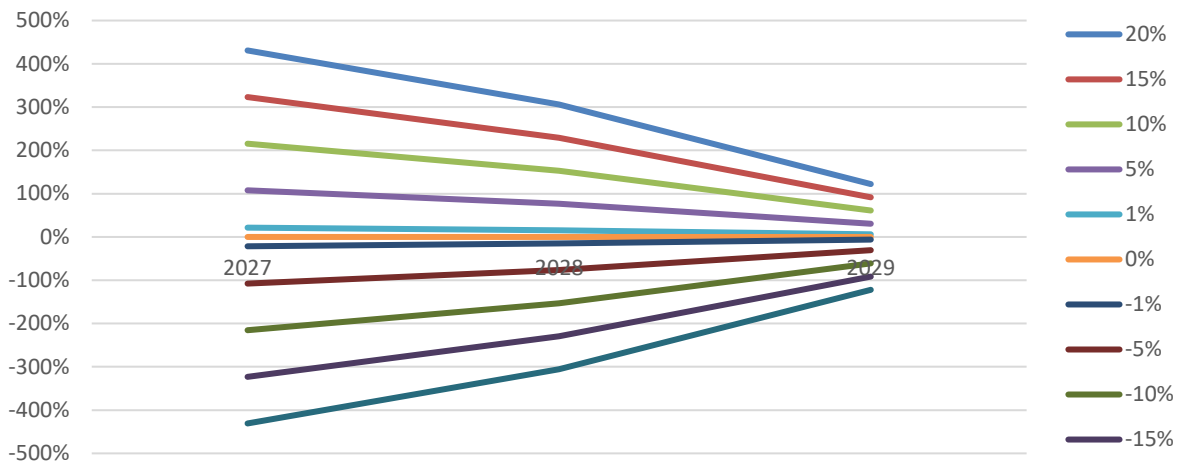
Rysunek 12 Wpływ zmiany kosztów działalności operacyjnej na saldo niezdykontowanych przepływów pieniężnych



Źródło: Opracowanie własne

Poniższy wykres prezentuje wpływ zmiany nakładów inwestycyjnych na saldo niezdykontowanych przepływów pieniężnych Projektu. Analizie poddano okres od 2030 r. tj. od pierwszego roku po zakończeniu realizacji inwestycji. Analizie poddanych był okres, w którym zaplanowano wydatki inwestycyjne z tyt. realizacji projektu tj. 2027-2029. Zmienną tę można uznać za krytyczną, ponieważ jej zmiana o 1% powoduje zmianę wyniku finansowego netto projektu o więcej niż 1%.

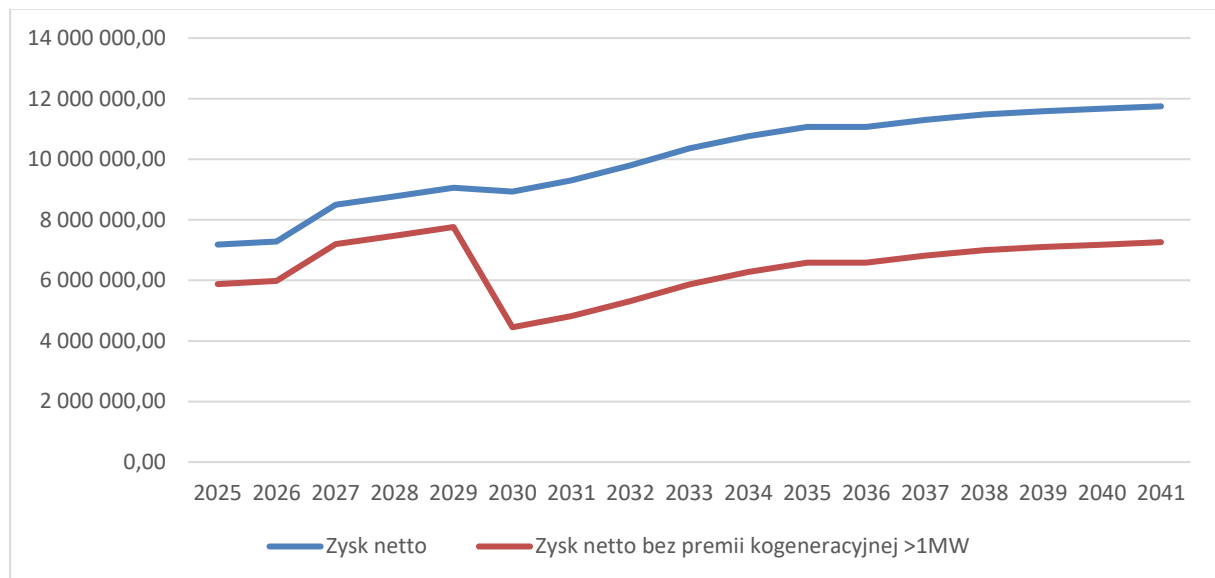
Rysunek 13 Wpływ zmiany nakładów inwestycyjnych na saldo niezdyskontowanych przepływów pieniężnych



Źródło: Opracowanie własne

Przeanalizowano również wpływ braku uzyskania premii kogeneracyjnej na wynik netto projektu. W całym okresie prognozy przy braku uzyskiwania premii kogeneracyjnej wynik netto utrzymuje się dodatni.

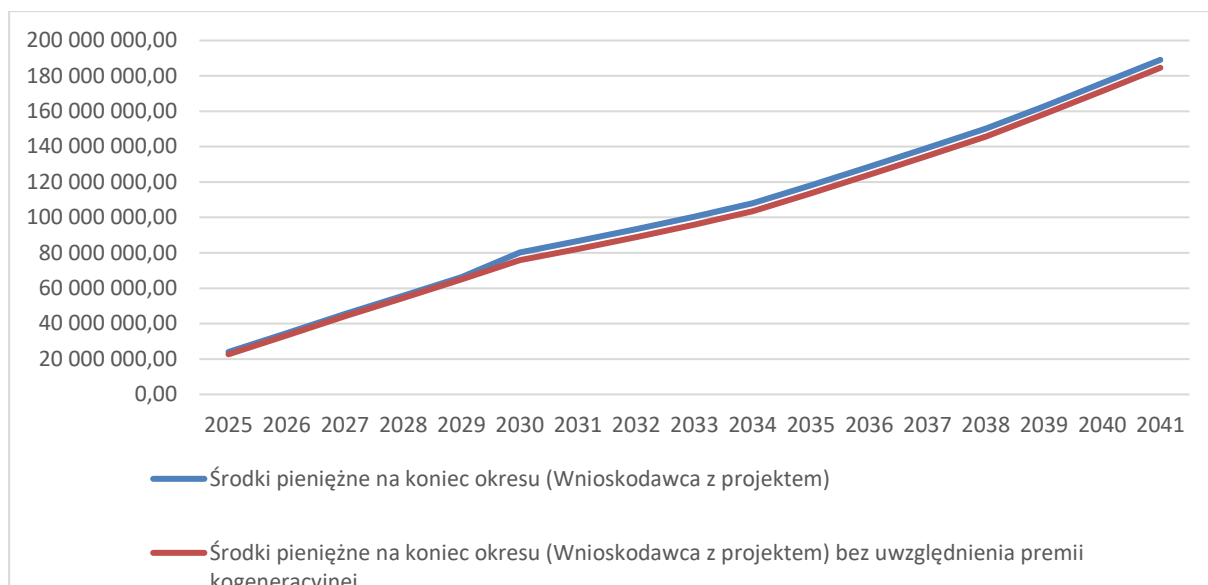
Rysunek 14 Wpływ braku uzyskania premii kogeneracyjnej na wynik netto



Źródło: Opracowanie własne

Analiza wpływu braku uzyskania premii kogeneracyjnej na wartość przepływów pieniężnych na koniec okresu dla Wnioskodawcy z projektem również wykazała, że Wnioskodawca utrzymuje wartości środków pieniężnych znacząco powyżej zera.

Rysunek 15 Wpływu braku uzyskania premii kogeneracyjnej na wartość przepływów pieniężnych na koniec okresu



Źródło: Opracowanie własne

8. Analiza (DNSH - Do No Significant Harm)

Europejski Zielony Ład nakłada na państwa członkowskie konieczność zintensyfikowania prac nad osiągnięciem celów zrównoważonego rozwoju, co ma doprowadzić do całkowitej neutralności klimatycznej Unii Europejskiej do roku 2050.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1060 z dnia 24 czerwca 2021 r. w art. 9 ust. 4 wskazuje, iż cele funduszy są realizowane zgodnie z celem wspierania zrównoważonego rozwoju, określonym w art. 11 TFUE, oraz z uwzględnieniem celów ONZ dotyczących zrównoważonego rozwoju, a także porozumienia paryskiego i zasady „nie czynić poważnych szkód”.

Komisja Europejska opublikowała Notę wyjaśniającą tj. *Zawiadomienie Komisji Wytyczne techniczne dotyczące stosowania zasady „nie czynić poważnych szkód” na podstawie rozporządzenia ustanawiającego Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (2021/C 58/01)* zgodnie z którą zasadę „nie czynić poważnych szkód” należy interpretować w rozumieniu art. 17 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (tzw. Rozporządzenie w sprawie taksonomii). W artykule tym określono, co stanowi „poważne szkody” dla sześciu celów środowiskowych objętych rozporządzeniem w sprawie taksonomii:

- uznaje się, że dana działalność wyrządza poważne szkody łagodzeniu zmian klimatu, jeżeli prowadzi do znaczących emisji gazów cieplarnianych;
- uznaje się, że dana działalność wyrządza poważne szkody adaptacji do zmian klimatu, jeżeli prowadzi do nasilenia niekorzystnych skutków obecnych i oczekiwanych, przyszłych warunków klimatycznych, wywieranych na tę działalność lub na ludzi, przyrodę lub aktywa (6);
- uznaje się, że dana działalność wyrządza poważne szkody zrównoważonemu wykorzystywaniu i ochronie zasobów wodnych i morskich, jeżeli działalność ta szkodzi dobremu stanowi lub dobremu potencjałowi ekologicznemu jednolitych części wód, w tym wód powierzchniowych i wód podziemnych; lub dobremu stanowi środowiska wód morskich;
- uznaje się, że dana działalność wyrządza poważne szkody gospodarce o obiegu zamkniętym, w tym zapobieganiu powstawaniu odpadów i recyklingowi, jeżeli działalność ta prowadzi do znaczącego braku efektywności w wykorzystywaniu materiałów lub w bezpośrednim lub pośrednim wykorzystywaniu zasobów naturalnych, lub do znacznego zwiększenia wytwarzania, spalania lub unieszkodliwiania odpadów,

lub jeżeli długotrwałe składowanie odpadów może wyrządzać poważne i długoterminowe szkody dla środowiska;

- uznaje się, że dana działalność wyrządza poważne szkody zapobieganiu zanieczyszczeniu i jego kontroli, jeżeli prowadzi do znaczącego wzrostu emisji zanieczyszczeń do powietrza, wody lub ziemi
- uznaje się, że dana działalność wyrządza poważne szkody ochronie i odbudowie bioróżnorodności i ekosystemów, jeżeli działalność ta w znacznym stopniu szkodzi dobremu stanowi i odporności ekosystemów lub jest szkodliwa dla stanu zachowania siedlisk i gatunków, w tym siedlisk i gatunków objętych zakresem zainteresowania Unii.

Ocena DNSH ma charakter dwuetapowy. Pierwszy etap to tzw. screening, gdzie dokonywana jest wstępna ocena czy dany instrument (dany typ przedsięwzięć) może mieć negatywny wpływ na którykolwiek z celów środowiskowych. Zgodnie z Notą wyjaśniającą, w pierwszym etapie należy wypełnić części 1 listy kontrolnej, by określić, w przypadku którego z sześciu celów środowiskowych wymagane jest poddanie danego środka merytorycznej ocenie zgodności z zasadą „nie czyn poważnych szkód”. Ta pierwsza odgórna kontrola kwalifikacyjna ma ułatwić analizę, pozwalając rozróżnić między celami środowiskowymi, w przypadku których do oceny zgodności z zasadą „nie czyn poważnych szkód” konieczna będzie ocena merytoryczna, a tymi, w przypadku których może wystarczyć uproszczone podejście.

Jeżeli w liście kontrolnej odpowiedź brzmi „nie” możliwe jest przedstawienie jednego dostępnego uzasadnień.

Jeżeli w liście kontrolnej odpowiedź brzmi „tak”, należy przejść do drugiej części listy kontrolnej. Lista ta, dla każdego z sześciu celów zawiera pytania odpowiadające wymogom prawnym oceny zgodności z zasadą „nie czyn poważnych szkód”. Aby działania mogły zostać uwzględnione, muszą być zgodne z zasadą „nie czyn poważnych szkód”. W związku z tym odpowiedzi na pytania zawarte w części 2 listy kontrolnej muszą brzmieć „nie”, aby wskazać, że nie wyrządza się żadnych poważnych szkód w zakresie realizacji danego celu środowiskowego.

Analiza spełniania zasady „nie czyn poważnej szkody” (DNSH) dla projektu budowy źródeł kogeneracyjnych gazowych w ramach Funduszy Europejskich na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027

Zgodnie z art. 17 rozporządzenia (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, przeprowadzono ocenę wpływu planowanego przedsięwzięcia na sześć celów środowiskowych w kontekście zasady DNSH.

W przypadku projektu obejmującego budowę wysokosprawnych jednostek kogeneracyjnych zasilanych gazem, ocenie merytorycznej podlega cel: **łagodzenie zmian klimatu**.

W odniesieniu do pozostałych pięciu celów środowiskowych:

- adaptacja do zmian klimatu,
- zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich,
- gospodarka o obiegu zamkniętym (w tym zapobieganie powstawaniu odpadów i recykling),
- zapobieganie zanieczyszczeniom powietrza, wody lub gleby oraz ich kontrola,
- ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów,

— zastosowano **podejście uproszczone**, wskazując brak konieczności dalszej analizy szczegółowej, co zostało odpowiednio udokumentowane.

Ocena celu: łagodzenie zmian klimatu

W części II listy kontrolnej DNSH, w odpowiedzi na pytanie: „Czy oczekuje się, że środek doprowadzi do znacznych emisji gazów cieplarnianych?” udzielono odpowiedzi: **Nie**

Uzasadnienie:

Zgodnie z rozporządzeniem delegowanym Komisji (UE) 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r., projekt spełnia warunki określone w sekcji 4.29 Załącznika I, dotyczącej działalności polegającej na **wytwarzaniu energii w wysokosprawnej kogeneracji**.

Planowana inwestycja obejmuje budowę nowych źródeł kogeneracyjnych zasilanych paliwem gazowym (gaz ziemny i/lub biometan), które spełniają wymagania dotyczące:

- wysokiej sprawności energetycznej,
- pracy w układzie skojarzonym (produkcja energii elektrycznej i ciepłej),
- redukcji emisji gazów cieplarnianych w porównaniu do rozdzielnego wytwarzania energii,
- możliwości stopniowego przejścia na paliwa odnawialne (biometan, wodór).

W ramach realizowanego przedsięwzięcia nastąpi **znacząca redukcja emisji CO₂**, wynikająca z eliminacji źródeł opalanych węglem oraz wdrożenia technologii wysokosprawnej kogeneracji. Dzięki wprowadzeniu energii elektrycznej do sieci, przy zastosowaniu wskaźnika substytucyjnego dla nieodnawialnej energii pierwotnej ($W_{pc} = 2,5$), projekt osiąga **ujemny bilans emisji CO₂ netto**, co w ujęciu ekologicznym stanowi jednoznaczny efekt pozytywny.

Ponadto, wszystkie nowo budowane i przebudowywane jednostki są projektowane z uwzględnieniem wymagań umożliwiających **przyszłe przejście na spalanie biometanu i zielonego wodoru**, co dodatkowo wzmacnia długofalowy potencjał dekarbonizacji i pełnej zgodności z celami Europejskiego Zielonego Ładu.

Dla wymienionego projektu dokonano analizy sześciu celów środowiskowych, celem określenia czy wymagają dodatkowej merytorycznej oceny. Analizę wsparto zarówno na w/w w niniejszym rozdziale rozporządzeniach i wytycznych jak również na informacjach wskazanych w *Rozporządzeniu Delegowanym Komisji (UE) 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r. uzupełniającym rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 poprzez ustanowienie technicznych kryteriów kwalifikacji służących określeniu warunków, na jakich dana działalność gospodarcza kwalifikuje się jako wnosząca istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu lub w adaptację do zmian klimatu, a także określeniu, czy ta działalność gospodarcza nie wyrządza poważnych szkód względem żadnego z pozostałych celów środowiskowych.*

Zgodnie z Załącznikiem I do powyższego Rozporządzenia, działania w zakresie *Dystrybucji w systemach ciepłowniczych/chłodniczych związanych z budową, modernizacją i eksploatacją sieci dystrybucji ciepła i chłodu oraz związanej z nią infrastruktury, której zakończenie znajduje się w podstacji lub wymienniku ciepła* co do zasady pozostają w zgodności z każdym w sześciu celów środowiskowych. W związku z powyższym możliwe jest zastosowanie metody uproszczonej, opartej na pierwszej części listy kontrolnej:

Tabela 43 Analiza DSHN - Część 1 Listy kontrolnej

Proszę wskazać, które spośród wymienionych poniżej celów środowiskowych wiążą się z koniecznością poddania środka merytorycznej ocenie pod kątem zgodności z zasadą „nie czyn poważnych szkód”	Tak	Nie	Uzasadnienie w przypadku, gdy zaznaczono pole „Nie”
Łagodzenie zmian klimatu		x	Inwestycja prowadzi do istotnej redukcji emisji CO ₂ w porównaniu do stanu istniejącego, poprzez zastąpienie

			źródeł opalanych węglem wysokosprawną kogeneracją gazową. Dodatkowo, wytwarzanie energii elektrycznej na potrzeby sieci przyczynia się do ograniczenia emisji w źródłach konwencjonalnych. Efekt ten przekłada się bezpośrednio na łagodzenie zmian klimatu.
Adaptacja do zmian klimatu		x	Projekt nie spowoduje znaczących szkód w zakresie adaptacji do zmian klimatu. Inwestycja będzie realizowana w sposób zapewniający całkowitą odporność na ekstremalne zjawiska pogodowe. Dodatkowo działalność taka jest zgodna z kryteriami określonymi w dodatku A do Załącznika I Rozporządzenia Delegowanego Komisji (UE) 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r.
Zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich		x	Inwestycja nie ma znaczącego przewidywalnego wpływu na zrównoważone wykorzystywanie i ochronę zasobów wodnych i morskich, biorąc pod uwagę zarówno jej bezpośrednie, jak i najistotniejsze pośrednie skutki w całym cyklu życia. Do pracy instalacji kogeneracyjnej nie jest wymagany stały dopływ wody, z uwagi na brak jej zużycia.
Gospodarka o obiegu zamkniętym, w tym zapobieganie powstawaniu odpadów i recykling		x	Nie przewiduje się negatywnego wpływu przedsięwzięcia na gospodarkę o obiegu zamkniętym. Inwestycja nie ma znaczącego przewidywalnego wpływu na ten cel środowiskowy, związanego z bezpośrednimi i pierwotnymi pośrednimi skutkami w całym jego cyklu życia. Przewiduje się stosowanie środków służących gospodarowaniu odpadów, zgodnie z hierarchią postępowania z odpadami i lokalną gospodarką odpadami.
Zapobieganie zanieczyszczeniom powietrza, wody lub gleby i jego kontrola		x	Inwestycja nie będzie miała znaczącego negatywnego wpływu na emisję zanieczyszczeń do środowiska. Zwiększona emisja występować może jedynie w okresie prac budowlanych, co będzie ograniczane poprzez

			zachowanie wszelkiej zgodności z przepisami prawa budowlanego.
Ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów		x	Inwestycja nie ma znaczącego przewidywalnego wpływu na ochronę i odbudowę bioróżnorodności i ekosystemów, biorąc pod uwagę zarówno jej bezpośrednie, jak i najistotniejsze pośrednie skutki w całym cyklu życia. Dodatkowo działalność taka jest zgodna z kryteriami określonymi w dodatku D do Załącznika I Rozporządzenia Delegowanego Komisji (UE) 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r.

W wyniku przeprowadzonej oceny zgodności z zasadą DNSH „nie czynić poważnych szkód” należy stwierdzić, że projekt pn. **„Budowa i przebudowa kogeneracji gazowych o łącznej mocy 4,636 MWe i 5,729 MWt w Elektrociepłowni Ciechanów”** będący przedmiotem niniejszego studium wykonalności jest w pełni zgodny z powyższą zasadą.