

Załącznik do Uchwały Zarządu  
Nr 13/2024 z dnia 13.08.2024 r.

**Aktualizacja  
„STRATEGII  
PLAN ROZWOJU  
W LATACH 2022-2030”  
na lata 2024-2050**



Zatwierdzony przez:

PREZES ZARZĄDU  
*dr Małgorzata Niestępska*

Główny Księgowy  
Prokurent  
*mgr Agnieszka Szumigaj*

Ciechanów, dnia 13 sierpnia 2024 r.

## **Część I**

# **STRATEGIA ROZWOJU NA LATA 2022-2050**

## Spis treści

1. Cel opracowania .....	5
2. Opis stanu istniejącego .....	6
2.1 Działalność Spółki.....	6
2.2 Struktura organizacyjna.....	8
2.3. Otoczenie prawne .....	9
3. Aktualny stan techniczny Spółki.....	14
4. Działalność wywarzanie energii elektrycznej .....	20
5. Analiza popytu .....	22
5.1.Uwarunkowania rynkowe .....	22
5.2 Struktura i skala działalności gospodarczej odbiorców .....	30
5.3 Bieżący i przyszły popyt zgłaszany przez odbiorców .....	31
6. Realizacja strategii rozwoju spółki w latach 2015-2024.....	42
7. Inwestycje planowane do realizacji w latach 2024-2030.....	51
7.1. Plan modernizacji i wymiany źródeł energii .....	51
7.2. Plan modernizacji sieci ciepłowniczej .....	69
7.3 Efekty ekologiczne planowanych inwestycji .....	75
8. Zakres rzeczowy, harmonogramy i planowane nakłady na źródło ciepła w latach 2024-2030.....	77
9. Zestawienia planowanych nakładów inwestycyjnych.....	81
10. Zestawienie ekonomicznych efektów realizacji inwestycji w źródło do 2030r.....	83
11. Aktualne zobowiązania finansowe wynikające z wykorzystania kapitału obcego w formie kredytu oraz pożyczki.....	85

## Spis tabel

Tabela 1 Parametry wynikające z warunków pogodowych .....	15
Tabela 2 Charakterystyczne parametry dotyczącej działalności ciepłowniczej Spółki.....	17
Tabela 3 Ilość ciepła wytworzona z poszczególnych źródeł.....	18
Tabela 4 Ilość ciepła wytworzona z poszczególnych paliw i technologii .....	19
Tabela 5 Charakterystyczne parametry dotyczącej działalności wytwarzania energii elektrycznej Spółki .....	21
<i>Tabela 6. Określenie granicznych warunków, w tym kosztu marginalnego budowy odcinka sieci/przyłacza ciepłowniczego w odniesieniu do mocy zamówionej .....</i>	<i>25</i>
<i>Tabela 7. Wartość sprzedaży brutto dla poszczególnych odbiorców w 2023 r. ....</i>	<i>30</i>
<i>Tabela 9. Prognoza zapotrzebowania na energię cieplną [GJ] do 2036 roku na terenie Miasta Ciechanów .....</i>	<i>37</i>
<i>Tabela 10. Planowane podłączenia obiektów do sieci cieplnej w 2025-2026 r. ....</i>	<i>39</i>

Tabela 11 Zużycie energii elektrycznej oraz emisja dwutlenku węgla [Mg CO <sub>2</sub> ] w roku 2020 na terenie miasta Ciechanów – prognoza. ....	41
Tabela 12 Charakterystyka i parametry zainstalowanych jednostek wytwórczych ciepła -stan na koniec 2023r. ....	44
Tabela 13 Szczegółowy zakres realizacji zadań w ramach modernizacji sieci ciepłowniczej w latach 2020-2023 projekt pn. „Modernizacja systemu ciepłowniczego PEC w Ciechanowie Sp. z o.o. w celu ograniczenia strat przesyłu i dystrybucji ciepła” .....	47
Tabela 14 Struktura finansowania inwestycji zrealizowanych w latach 2021-2023 r. ....	50
Tabela 15 Tabela zbiorcza - wykresy obciążeń cieplnych. ....	53
Tabela 16 Prognoza zapotrzebowania na moc i energię cieplną w latach 2025-2030 .....	54
Tabela 17 Charakterystyka źródła ciepła systemowego do 2030 roku .....	58
Tabela 18 Bilans mocy, energii i opału w systemie ciepłowniczym do 2030 roku .....	58
Tabela 19 Redukcja emisji zanieczyszczeń oraz opłat za emisję (wg założeń zaktualizowanego Wariant III, Suplement - koncepcja techniczno-ekonomiczna. Budowa źródła ciepła o mocy do 20MWt, zastępującego do 2030 roku moce jednostek na paliwo węglowe w systemie ciepłowniczym miasta Ciechanowa dla wskazanej lokalizacji przy ul. Augustiańskiej na terenie miasta Ciechanowa.) .....	61
Tabela 20 Harmonogram rzeczowo-finansowy (wg założeń zaktualizowanego Wariant III, Suplement - koncepcja techniczno-ekonomiczna. Budowa źródła ciepła o mocy do 20MWt, zastępującego do 2030 roku moce jednostek na paliwo węglowe w systemie ciepłowniczym miasta Ciechanowa dla wskazanej lokalizacji przy ul. Augustiańskiej na terenie miasta Ciechanowa.).....	62
Tabela 21 Wstępna analiza finansowa –na podstawie wariantu III Suplement - koncepcja techniczno-ekonomiczna... po modyfikacji.....	64
Tabela 22 Harmonogram realizacji inwestycji w transformację źródła do 2023r. ....	65
Tabela 23 Potencjalni dostawcy biomasy.....	67
Tabela 25 Dane efektów rozwoju mocy kogeneracji gazowej.....	69
Tabela 27 Zmiany emisji zanieczyszczeń po realizacji planowanych projektów .....	75

## **Spis rysunków (wykresów)**

Rysunek 1 Schemat organizacyjny Spółki .....	8
Rysunek 3 Analiza temperatur zewnętrznych w sezonach grzewczych w latach 2012-2023 .....	15
Rysunek 4 Sprzedaż ciepła z sieci ciepłowniczej w latach 2018- 2023r.....	16
Rysunek 5 Zakup ciepła odpadowego w latach 2018- 2023[GJ] .....	16
Rysunek 6 Udział sprzedaży ciepła w poszczególnych grupach taryfowych w 2022 - 2023r. [GJ] ...	17
Rysunek 7. Obecny zasięg sieci ciepłowniczej Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. ....	23
Rysunek 8. Mapa uzasadnionego zasięgu rozwoju sieci z uwagi na koncentracje zapotrzebowania na ciepło .....	25
Rysunek 9. Sprzedaż ciepła 2023.....	30
Rysunek 10. Prognoza liczby mieszkańców Miasta Ciechanowa do 2036 r. ....	32
Rysunek 12 Planowane szacowane nakłady na modernizację źródła [tys. zł] .....	78
Rysunek 13 Profil zapotrzebowania i pokrycia mocy z uwzględnieniem planowanych inwestycji .....	80
Rysunek 14 Planowane nakłady na modernizacje i rozwój sieci ciepłowniczej w latach 2024-2030[ tysiące zł].....	81
Rysunek 15 Planowane nakłady na modernizacje i rozwój źródeł ciepła i wytwarzanie energii elektrycznej w latach 2024-2030[tysiące zł] .....	81
Rysunek 16 Planowane nakłady na inwestycje razem w latach 2024-2030 razem [tysiące zł] .....	82

# 1. Cel opracowania

Niniejsze opracowanie jest aktualizacją i kontynuacją strategii rozwoju i transformacji technologicznej Spółki pt. *Strategia i plan rozwoju na lata 2022 – 2030*.

W pierwszej części opracowania uzupełniono analizy zmian otoczenia prawnego i oraz przedstawiono stan realizacji zadań inwestycyjnych i projektów.

W drugiej części przedstawiono przedsięwzięcia inwestycyjne do realizacji w latach 2024-2050 zgodnie z zapisami Planu neutralności klimatycznej.

Realizacja zadań inwestycyjnych ujętych w *Planie rozwoju...* pozwoli na osiągnięcie siedmiu strategicznych celów Spółki, sformułowanych w *Strategii i planu rozwoju na lata 2020-2025*

:

1. utrzymanie na aktualnym poziomie bezpieczeństwa dostaw ciepła i c.w.u. odbiorcom;
2. podnoszenie jakości produktu i świadczonych usług przy zachowaniu stabilnej ceny ciepła;
3. zwiększanie przychodów i ograniczenie kosztów poprzez wytwarzanie energii elektrycznej na potrzeby zbilansowania lokalnych potrzeb;
4. „zazielenienie” wytwarzanej energii poprzez budowę źródeł OZE;
5. dostosowanie systemu ciepłowniczego do zmian w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego
6. ograniczenia ryzyka ekspozycji Spółki na wzrost kosztów zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla EUA i tym samym ryzyka wzrostu cen ciepła dla odbiorców;
7. rozwój źródeł rozproszonych pozwalających na wydzielonych obszarach wdrażać parametry i rozwiązania sieci 4G;
8. wdrażanie paliwa wodorowego jako alternatywy dla modernizacji źródeł na gaz ziemny.

Do sporządzenia aktualizacji planu rozwoju wykorzystane zostały następujące dokumenty, przepisy i źródła danych:

I. Dokumenty wewnątrz Spółki, w tym:

- 1) Plan neutralności klimatycznej.
- 2) Koncepcje i studia wykonalności wykonane w latach 2023 -2024.
- 3) Dane dotyczące planowanej produkcji, sprzedaży oraz wyników finansowych.

II. Plany i dokumenty Gminy Miejskiej Ciechanów dotyczące zagospodarowania przestrzennego miasta oraz planowania zaopatrzenia miasta w ciepło i energię elektryczną.

III Akty prawa i projekty aktów prawa na poziomie UE i krajowego.

## 2. Opis stanu istniejącego

### 2.1 Działalność Spółki

Zgodnie z obowiązującym prawem zaopatrzenie w energię ciepłą i energię elektryczną należy do zadań własnych gminy w ramach zaspokajania zbiorowych potrzeb wspólnoty. Dlatego **celem lokalnego przedsiębiorstwa ciepłowniczego i jego podstawową misją jest zapewnienie ciągłości i niezawodności dostaw ciepła dla mieszkańców miasta oraz wytwarzanie energii elektrycznej zaspokajającej potrzeby należące do zasobów gminy na zasadzie bilansowania się lokalnie.**

Misją spółki jest zabezpieczenie potrzeb ciepłowniczych odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej z uwzględnieniem przyszłościowego rozwoju przestrzennego miasta w oparciu o technologie niskoemisyjne z dominującym udziałem OZE z wykorzystaniem ciepła odpadowego i lokalnych zasobów oraz zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną w Ciechanowskim Kłastrze Energii.

Poza podstawową koncesjonowaną działalnością Spółka realizuje przedsięwzięcia budowlano-instalacyjne i remontowe sieci ciepłowniczej oraz instalacji dystrybucji ciepła na potrzeby własne oraz zlecenie. Spółka świadczy usługi audytów termowizyjnych z wykorzystaniem kamery oraz usługi doradcze.

Odbiorcy ciepła, kierując się indywidualną użytecznością oczekują od dostawcy ciepła bezpieczeństwa dostaw oraz utrzymania stabilnej, przystępnej ceny energii cieplnej w długim okresie. Opłaty za ciepło stanowią bowiem istotną część kosztów utrzymania. Z powyższych założeń wynika, że celem działalności ciepłowniczej spółki nie jest maksymalizacja zysku, jak ma to miejsce w przypadku przedsiębiorstw prowadzących działalność komercyjną na rynkach nieograniczonej konkurencji. Działalność ciepłownicza jest w pełni regulowana, a taryfy opłat za ciepło zatwierdza każdorazowo regulator URE na wniosek przedsiębiorstwa. Natomiast działalność w zakresie wytwarzania i obrotu energią elektryczną podlega regulacji tylko w sferze koncesji. Wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej nie jest obszarem taryfowanym i stanowi dla spółki działalność prowadzoną na rynku konkurencyjnym, w której priorytetem jest maksymalizacja zysku. Wytwarzanie energii elektrycznej jest działalnością, która pozwoli na generowanie zysku na rozwój i modernizację spółki wpisując się w zadania własne gminy.

Aktualnie przedmiotem podstawowej działalności gospodarczej jest: wytwarzanie, przesył i dystrybucja ciepła, obrót ciepłem oraz wytwarzanie energii elektrycznej.

1) Koncesja na wytwarzanie ciepła – Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr WCC/34/247/U/1/98/MS z dnia 4 września 1998 roku

Zmiany:

Decyzja Nr WCC/34-ZTO/247/W/OWA/2007/BH z dnia 10 września 2007 r.

Decyzja Nr WCC/34/347/U/1/98/MS z 22 maja 2018 r.

Decyzja Nr WCC/34/347/U/1/98/MS z 14 lutego 2023 r.

Decyzja Nr WCC/34/247/U/1/98/MS z 15 grudnia 2023 r.

Koncesja obowiązuje do dnia 31 grudnia 2025 r.

2) Koncesja na przesyłanie i dystrybucję ciepła – Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr PCC/34/247/U/1/98/MS z dnia 4 września 1998 roku

Zmiany:

Decyzja Nr PCC/3417/247/4/1/99 z 12 kwietnia 1999r.

Decyzja Nr PCC/34/S/247/U/3/99 z dnia 19 stycznia 2000 r.

Decyzja Nr PCC/34-ZTO/247/W/OWA/2007/BH z dnia 10 września 2007 r.

Koncesja obowiązuje do dnia 31 grudnia 2025 r.

3) Koncesja na obrót ciepłem – Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

Nr OCC/348/247/W/OWA/2010/JW z dnia 20 grudnia 2010 roku

Koncesja obowiązuje do 31 grudnia 2025 r.

4) Koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej – Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr WEE/16719/247/W/OŁO/2018/MGG z dnia 16 lutego 2018 r.

Zmiany:

Decyzja Nr OŁO.4111.72.2019.MGG z dnia 5 grudnia 2019 r. (zmiana w zakresie mocy elektrycznej)

Decyzja Nr OŁO.4111.497.2021.MWi z dnia 12 września 2022 r. (uruchomienie kogeneracji 0,999 MWe)

Decyzja Nr DZO.WSW.4111.10.2023.MDz z dnia 15.12.2023 r. (uruchomienie kogeneracji gazowej 1,998 MWe i Elektrociepłowni na biomasę 1,1 MWe).

Koncesja obowiązuje do dnia 31 grudnia 2040

Od IV kwartału 2023r. Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. jest koordynatorem zarejestrowanego przez URE i działającego jako pierwszy w Polsce wpisany do rejestru od stycznia 2024r. Ciechanowski Klaster Energii.

Elektrociepłownia Ciechanów jest przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo i działa jako jedyny wytwórca ciepła i operator sieci ciepłowniczej i dostawca ciepła systemowego w mieście Ciechanów.

Obszarem działalności Spółki jest terytorium RP, natomiast zakres działalności określony został w koncesjach.

Funkcjonowanie Elektrociepłowni Ciechanów na lokalnym rynku ciepła wiąże się z respektowaniem postanowień uzyskanych decyzji administracyjnych, wydanych na podstawie aktualnych przepisów prawa unijnego i krajowego, a należą do nich w szczególności:

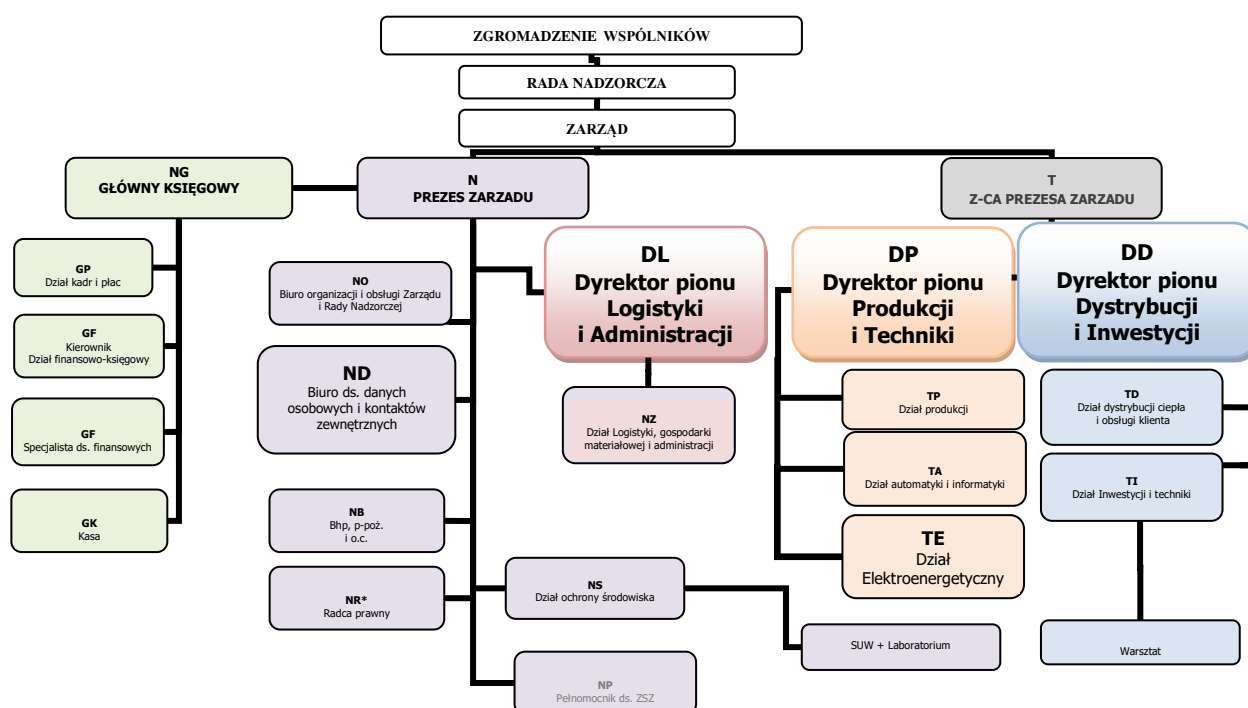
- *Decyzja Starosty Ciechanowskiego - pozwolenie zintegrowane,*
- *Decyzja Dyrektora Zarządu Zlewni- pozwolenie wodnoprawne*
- *Decyzja Starosty Ciechanowskiego - zezwolenie upoważniające do uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.*

## 2.2 Struktura organizacyjna

Właścicielem Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. jest w 100 % Gmina Miejska Ciechanów. Spółka, na podstawie Umowy Spółki jest zarejestrowana w KRS pod formą prawną spółka z ograniczoną odpowiedzialnością. Nadzór w imieniu właściciela sprawuje czteroosobowa Rada Nadzorcza, w której zasiada dwóch członków wybieranych z pośród pracowników.

Aktualny schemat organizacyjny Spółki został zatwierdzony Uchwałą Nr 9/2019 Rady Nadzorczej Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Spółki z o.o. z dnia 29 marca 2019 r. Zarząd Spółki stanowią Prezes Zarządu oraz Zastępca Prezesa Zarządu. Powołanych jest dwoje prokurentów mających umocowanie do reprezentowania Spółki wspólnie z jednym z członków Zarządu. W ramach struktury pionowej odpowiedzialność za funkcjonowanie poszczególnych Działów Spółki powierzono Głównej Księgowej oraz Dyrektorom Pionów ds. Produkcji i Techniki, ds. Dystrybucji i Inwestycji oraz ds. Logistyki i Administracji. Ponadto stanowiska samodzielne podlegają bezpośrednio pod Prezesa Spółki. Poniższy schemat prezentuje ogólny schemat organizacyjny Spółki.

Rysunek 1 Schemat organizacyjny Spółki





## **2.3. Otoczenie prawne**

### ***Regulacje Unii Europejskiej***

W 2023r. Komisja Europejska opublikowała komunikat pn.: Europejski Zielony Ład dla Unii Europejskiej i jej obywateli. Zaktualizowano w nim zobowiązania UE dotyczące zmian klimatu i środowiska naturalnego, czyli strategię, której ambitnym celem jest osiągnięcie przez UE do 2050 r. neutralności klimatycznej – jako lidera światowego w tym zakresie. Polska poparła ten cel, z uwzględnieniem specyficznych dla naszego kraju uwarunkowań związanych z obecnym miksem energetycznym. Po rewizji dokumentów strategicznych UE, w ramach Europejskiego Zielonego Ładu, przyjęto ambitniejsze niż wcześniej zakładano cele na 2030 r., przede wszystkim związane z redukcją emisji gazów cieplarnianych: z 40% do co najmniej 60% w 2030r. porównaniu z emisją w 1990 r. oraz zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych do 45 proc. do 2030r. Kierunki zmian generują dla Spółki ryzyko spadku popytu na ciepło w perspektywie kolejnych lat oraz wymuszają ograniczenie udziału paliw kopalnych i zwiększenie udziału OZE i ciepła odpadowego w ciepłe z sieci ciepłowniczej. Kierunki przyjęte w Strategii spółki są z nimi zbieżne zakresowo i harmonogramowo. Niezbędnym będzie jednak pozyskanie zewnętrznego taniego finansowania kolejnych inwestycji.

Zmianom uległy następujące dyrektywy regulujące obszar działalności Spółki.

### ***Dyrektywa ETS***

W ramach działań opisanych w tym rozdziale, analizie została poddana rewizja Dyrektywy ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych (ETS), której zmiany opublikowano w dokumencie pn.: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE (ETS) ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Dokument ten wszedł w życie 6 czerwca 2023 r, a poszczególne jego przepisy będą obowiązywały od dnia 1 stycznia 2024 r. lub od dnia 1 stycznia 2026 r. Najważniejsze kwestie związane ze zmianami w systemie EU ETS to:

- zasady przydziału bezpłatnych uprawnień na lata 2026-2030;
- plany neutralności klimatycznej;
- zasada sumowania mocy oraz inne aspekty istotne dla ciepłownictwa.

Na podstawie przyjętych zapisów dyrektywy sieciom ciepłowniczym objętym systemem EU ETS w Polsce przydziela się dodatkowe bezpłatne uprawnienia w wysokości 30 % ilości określonej zgodnie z art. 10a Dyrektywy ETS [3] na lata 2026–2030, pod warunkiem że dokonuje się inwestycji przynajmniej o wartości odpowiadającej temu przydziałowi w celu znacznego zmniejszenia emisji przed 2030 r. Jednak jest to mechanizm warunkowy tj. przydział dodatkowych uprawnień zależy od wypełnienia następujących zobowiązań :

- przedsiębiorstwo ciepłownicze lub prowadzący instalacji, dokona inwestycji odpowiadającej wartości tego dodatkowego wolumenu bezpłatnych uprawnień do emisji;
- inwestycje, prowadzą do znacznej redukcji emisji do 2030 r.;
- przedsiębiorstwo ciepłownicze lub operator instalacji przedłoży plan neutralności klimatycznej do dnia 30 maja 2024 r. dla swojej działalności objętej dyrektywą wraz z wnioskiem o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji, o którym mowa w art. 4 Rozporządzenia Komisji (UE) 2019/331.

Ponieważ Spółka spełnia warunki uzyskania dodatkowego przydziału mając Strategię rozwoju i dekarbonizacji do 2023 r. wykona wielowariantową analizę koncepcyjną uwzględniającą aktualne otoczenie prawne i rynkowe budowy nowych mocy odtworzeniowych kogeneracyjnych w lokalizacji u. Augustiańskiej oraz ul. Opinogórskiej w celu ujęcia najbardziej optymalnego wariantu realizacji w Planie neutralności oraz zleci wykonanie Planu neutralności i złoży go w wyznaczonym terminie wraz z wnioskiem o zwiększenie puli przydziału bezpłatnych EUA.

### ***Dyrektywa EED i EPBD***

Po rewizji Dyrektywy o efektywności energetycznej oraz tzw. „dyrektywy budynkowej” zmienia się definicja efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego w zakresie udziału określonego rodzaju kogeneracji. W kolejnych latach definicja efektywnego systemu ciepłowniczego wymaga następujących konfiguracji źródeł wytwarzających ciepło dla potrzeb systemu ciepłowniczego:

- do dnia 31 grudnia 2027 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75 % ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50 % połączenie takiej energii i ciepła;
- od dnia 1 stycznia 2028 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, w co najmniej 80 % ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji, lub co najmniej połączenie takiej energii cieplnej wprowadzanej do sieci, w którym udział energii ze źródeł odnawialnych wynosi co najmniej 5 %, a całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 50 %;
- od dnia 1 stycznia 2035 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 50 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 80 % i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %;

- od dnia 1 stycznia 2040 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 95 % energię ze źródeł odnawialnych, ciepło odpadowe i ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %;
- od dnia 1 stycznia 2045 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe;
- od dnia 1 stycznia 2050 r. – system, w którym wykorzystuje się wyłącznie energię ze źródeł odnawialnych, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego.

Zmiany definicji korelują z zobowiązaniami osiągnięcia „bezemisyjności” przez budynki nowe i istniejące po renowacji oraz z harmonogramem wymagań, który musi zawierać Plan neutralności klimatycznej w przypadku instalacji objętych systemem handlu emisjami tj. dyrektywa ETS. Elektrociepłownia Ciechanów jest objęta zobowiązaniami wynikającymi ze wszystkich trzech dyrektyw będących aktami wykonawczymi polityki Zielonego Ładu. Realizując zapisy dotyczące stworzenia i wdrożenia Planu neutralności klimatycznej spełni wymagania wynikające z definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i zapewni status bezemisyjności podłączonym do systemu ciepłowniczego budynkom.

Ograniczony został poprzez wymóg utrzymania bezpośredniej emisji dwutlenku węgla z produkcji kogeneracyjnej, która jest zasilana paliwami kopalnymi, na poziomie mniejszym niż 270 g CO<sub>2</sub> na 1 kWh (75 kg/GJ) energii wyprodukowanej w procesie skojarzonego wytwarzania (w tym energii cieplnej/chłodniczej, energii elektrycznej i energii mechanicznej). Istniejące na dzień 10.10.2023 jednostki węglowe mogą liczyć jeszcze na odstępstwa do 2034 r.

W przypadku Spółki zmiana zapisów nie generuje ryzyka utraty statusu efektywnego systemu ciepłowniczego ponieważ jednostki na gaz i biomasa jako OZE spełniają ww standard i nowe definicje w zakresie miksu pochodzenia ciepła w sieci z uwzględnieniem ciepła odpadowego do 2045 r, pod warunkiem realizacji przyjętej strategii transformacji źródeł ciepła, która będzie zawarta w Planie neutralności klimatycznej. Aktualna konfiguracja źródeł spełnia definicję obowiązującą do 1.01.2035r.

Komisja Europejska przedstawiła wniosek zmieniający Dyrektywę w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD) i lutym 2023 r. podjęto w tej kwestii kolejne ustalenia dotyczące wcześniejszego terminu osiągnięcia bezemisyjności przez wszystkie nowe budynki od 2028 r., w tym od 2026 r. wszystkie nowe budynki użyteczności publicznej. Do 2028 r. w nowych budynkach należy w miarę możliwości stosować technologie słoneczne, a do 2032 r. w budynkach mieszkalnych poddawanych gruntownej termomodernizacji. Niektóre kategorie budynków będą mogły być wyłączone z ww. obowiązku, np. mieszkania socjalne, jeżeli zakres termomodernizacji spowodowałby wzrost czynszu, którego nie rekompensowałyby

większe oszczędności za energię. Paliwa kopalne w nowych systemach grzewczych mają zostać wycofane do 2035 r., chyba że Komisja UE zezwoli na ich eksploatację do 2040 r. W celu zapewnienia większej harmonizacji norm w państwach członkowskich, planuje się ustanowić minimalne normy charakterystyki energetycznej budynków na szczeblu UE. Obecnie trwają uzgodnienia trójstronne między ww. instytucjami w celu przyjęcia ostatecznej treści dyrektywy. Dla sektora ciepłowniczego w obecnym kształcie zmian Dyrektywy EPBD najistotniejszymi kwestiami są:

1. Państwa członkowskie opracowują plany termomodernizacji budynków, które m. in. obejmują:
  - ✓ wycofanie z użycia paliw kopalnych do ogrzewania budynków do 2035 r., a jeżeli nie jest to wykonalne najpóźniej do 2040 r.,
  - ✓ cele dotyczące budowy i modernizacji lokalnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, tak aby spełniały kryteria efektywnego systemu zgodnie ze zmienioną Dyrektywą EE,
2. Nowe budynki mieszkalne od 2028 r. mają być bezemisyjne tzn. całkowite pokrycie zapotrzebowania na energię pierwotną ma być poniżej 60 kWh/(m<sup>2</sup>/rok) i w pełni pochodzić:
  - ✓ ze źródeł odnawialnych wytwarzających energię na miejscu lub poza budynkiem, lub z energii odnawialnej i/lub ciepła odpadowego z efektywnego systemu ciepłowniczego<sup>1</sup>.

Powyższe zapisy silnie korelują z ze zmianami wprowadzonymi w Dyrektywach EED i OZE. Oprócz tego przewidziana jest intensywna termomodernizacja budynków istniejących. Jeśli dokument zostanie przyjęty w przedstawionym kształcie, na pewno wpłynie istotnie na lokalne rynki ciepła, z jednej strony poprzez sukcesywną redukcję zapotrzebowania na ciepło, a tym samym ograniczanie mocy zamówionej, z drugiej strony brakiem możliwości podłączania odbiorców końcowych do sieci ciepłowniczych w przypadku, gdy nie będą spełniały kryteriów efektywnego systemu. Spełnienie ww zapisów o bezemisyjności budynków w Ciechanowie jest możliwe poprzez podłączeniu budynku do efektywnego systemu ciepłowniczego, który to status uzyskała Elektrociepłownia Ciechanów dzięki zrealizowanym w 2023 r. inwestycjom. Przy utrzymaniu tego statusu zgodnie z ww warunkami realizacji Strategii i planu rozwoju w latach 2022-2025 na lata 2022-2030. Dla

---

<sup>1</sup> Zgodnie z art. 11 dyrektywy EPBD (przekształconej z kwietnia 2024r. „ust. 7. Państwa członkowskie zapewniają, aby całkowite roczne zużycie energii pierwotnej przez nowy lub poddany renowacji budynek bezemisyjny było pokrywane za pomocą:

- a) energii ze źródeł odnawialnych wytwarzanej na miejscu lub w pobliżu i spełniającej kryteria ustanowione w art. 7 dyrektywy (UE) 2018/2001;
- b) energii ze źródeł odnawialnych dostarczanej przez społeczność energetyczną działającą w zakresie energii odnawialnej w rozumieniu art. 22 dyrektywy (UE) 2018/2001;
- c) energii z efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego zgodnie z art. 26 ust. 1 dyrektywy (UE) 2023/1791; lub
- d) energii ze źródeł bezemisyjnych.

nowych budynków od 2028 r. Elektrociepłownia Ciechanów będzie wydawać świadectwa gwarancji pochodzenia ciepła z OZE lub ciepła odpadowego.

### **Dyrektywa RED III**

Dyrektywa „OZE” definiuje wymagania dotyczące spalania stałej biomasy w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej  $\geq 20$  MWt. Muszą one spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju, aby wytworzona energia elektryczna i ciepło mogły być zaliczane do celów OZE oraz dopuszczone do korzystania z ewentualnych systemów wsparcia. Dlatego półka wdrożyła i utrzymuje system KZR oraz dokonuje zakupu tylko zrębki przetworzonej od podmiotów posiadających certyfikat KZR i audytowanych w tym zakresie.

### **REPowerEU**

Z punktu widzenia zapewnienia dostaw ciepła i wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby lokalne są nowe zasady wspólnych zakupów gazu oraz przepisy dotyczące magazynowania gazu. Aby uniknąć przerw w dostawach i niedoborów energii, kraje UE zgodziły się uzupełnić swoje zapasy gazu przed zimą. Corocznym celem na nadchodzące zimy jest zapelnienie podziemnych magazynów w krajach UE w 90 proc. do 1 listopada.

Podsumowanie najistotniejszych zmian w prawie UE dla działalności ciepłowniczej przedstawia poniższe zestawienie:

<b>DYREKTYWA O EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ</b>	<b>DYREKTYWA OZE</b>	<b>DYREKTYWA O EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ BUDYNKÓW</b>
<p>Ograniczenie o 11,7 % zużycia energii końcowej na poziomie UE w 2030 r.</p> <p>Zmieniła się definicja efektywnego systemu, co pociągnęło za sobą zmiany. Przepisy wprost eliminują m.in. kogenerację węglową i wprowadzają zakaz wzrostu udziału węgla.</p> <p>Najbardziej efektywne będą systemy wytwarzające ciepło z OZE i ciepło odpadowe.</p>	<p>Rewizja Dyrektywy RED wprowadza stopniowy wzrost wykorzystania OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie, z wiążącym wzrostem 0,8 % rocznie na poziomie krajowym do 2026 roku i 1,1% od 2026 do 2030 roku.</p> <p>Dodatkowo, wprowadzone zostaną indykatywne cele specyficzne dla każdego kraju.</p> <p>Cel wzrostu udziału OZE w sieciowym wytwarzaniu ciepła oraz chłodu ustanowiono na indykatywnym poziomie 2,2 % średniorocznie w okresie 2021-2030.</p> <p>Zmiany w dyrektywie ograniczały użycie pierwotnej biomasy leśnej (czyli drewna pozyskanego z lasu, nieprzetworzonego jeszcze w żaden sposób)</p>	<p>Od 2028 roku nowe budynki mają być zeroemisyjne, a te użytku publicznego – już od 2026 roku.</p> <p>Fotowoltaika na nowych budynkach ma być obowiązkowo montowana od 2028 r.</p> <p>KE chce zakazać sprzedaży kotłów na gaz po 2027 roku (dla nowych budynków), dla istniejących zakaz zostanie wprowadzony później. W późniejszym terminie określony zostanie również termin demontażu tych już istniejących (podobnie jak węglowych). W 2035 lub 2040 roku zniknąć mają jakiegokolwiek źródła ciepła dla domów zasilane paliwami kopalnymi.</p>

Nowe perspektywy dla lokalnej współpracy i utworzenia Ciechanowskiego Klastra Energetycznego stworzyła nowela ustawy OZE. Doprecyzowano przepisy i wprowadzono obowiązek rejestracji klastra oraz zapisy o możliwości uzyskania upustów od cen zmiennych przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej dla członków klastra o ile ich potrzeby energii elektrycznej będą pokrywane z OZE na poziomie min 60 %. Bilans rozliczany będzie przez OSD w interwałach godzinowych. Przepisy o upustach wchodzi w życie od 2 lipca 2024r.

W ustawie o efektywności energetycznej znalazły się przepisy o możliwości realizacji obowiązku rozliczenia białych certyfikatów systemem bezzwrotnych dofinansowań do wymienionych inwestycji osób fizycznych oraz innych podmiotów, w tym podłączenie do sieci lub wymianę źródła ciepła na mniej emisyjne lub źródła cwu.

### 3. Aktualny stan techniczny Spółki

Elektrociepłownia Ciechanów Spółka z o.o. jest operatorem sieci ciepłowniczej zasilającej w ciepło miasto Ciechanów. Podstawowym źródłem zasilania w ciepło jest Centralna Ciepłownia zlokalizowana przy ul. Tysiąclecia 18 wyposażona w kotły opalane węglem. Na potrzeby sieci ciepłej pracuje również kogeneracja biomasowa zlokalizowana na terenie Ciepłowni oraz dwie kogeneracje gazowe w zabudowie kontenerowej (ul. 17 stycznia, działka nr ew.1936/8 obręb Podzamcze i ul. Tysiąclecia, dz. ewid. nr 105/3).

Zestawienie źródeł wytwarzania ciepła wg stanu na 31 grudnia 2023r:

Ciepłownia Centralna – kotły opalane miałem węglowym

- ✓ Kocioł wodny typ WR 25M – szt. 1                      moc cieplna - **29,0 MW**,
- ✓ Kocioł wodny typ WR 25M – szt. 1                      moc cieplna - **17,1 MW**
- ✓ Kocioł wodny typ WR 25/12M – szt. 1                      moc cieplna - **12 MW**
- ✓ Kotły parowe typ OR 10 – szt. 2                      moc cieplna  $2 \times 6,5 \text{ MW} = \mathbf{13,0 \text{ MW}}$

Razem kotły węglowe – **71,1 MW**

Kogeneracje gazowe zlokalizowane na terenie Miasta

- ✓ Jednostka kogeneracyjnej zlokalizowanej w Ciechanowie przy ul. 17 stycznia, działka nr ew.1936/8 obręb Podzamcze                      moc cieplna - **1,163 MW**
- ✓ Jednostka kogeneracyjna na paliwo gazowe zlokalizowana w Ciechanowie przy ul. Tysiąclecia, dz. ewid. nr 105/3                      moc cieplna – **2,379 MW**

Razem kogeneracje gazowe – **3,542 MW**

Kogeneracja na biomasę

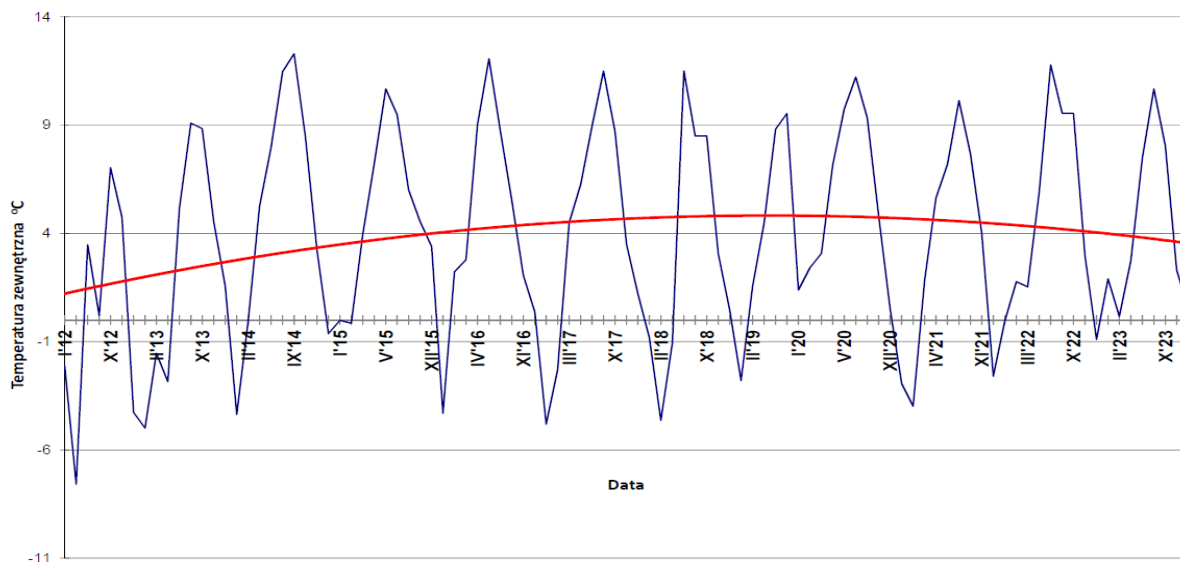
- ✓ Elektrociepłownia z wykorzystaniem OZE (Biomasa)                      moc cieplna - **9,5 MW**

**Sumaryczna moc cieplna podłączona do sieci ciepłowniczej wynosi : 84,142 MW .**

Wykorzystana moc cieplna wynosi 80,782 MW (dynamika 96,00 %).

Moc ciepła zamówiona przez odbiorców na koniec roku –75,264 MW (dynamika 100,19 %) oraz potrzeby własne 2,132 MW (dynamika 100,00 %) i straty na przesyłce 73 265,75 GJ (dynamika 97,35 %). Czynniki mające wpływ na wyniki Spółki związane są między innymi z warunkami pogodowymi, czyli „siłą wyższą” niezależną od działalności Spółki. Spółka prowadzi bieżący monitoring i analizę czynników pogodowych.

Rysunek 2 Analiza temperatur zewnętrznych w sezonach grzewczych w latach 2012-2023



Średnia temperatura sezonu grzewczego była niższa o 0,20 °C r/r. a Ilość stopniodni ogrzewania spadła o 253 (sezon grzewczy 2023/2024 rozpoczął się 19 dni później niż w roku 2022). Efektem niekorzystnych dla Spółki warunków pogodowych jest spadek o 5,78 % r/r poziomu sprzedaży ciepła ogółem.

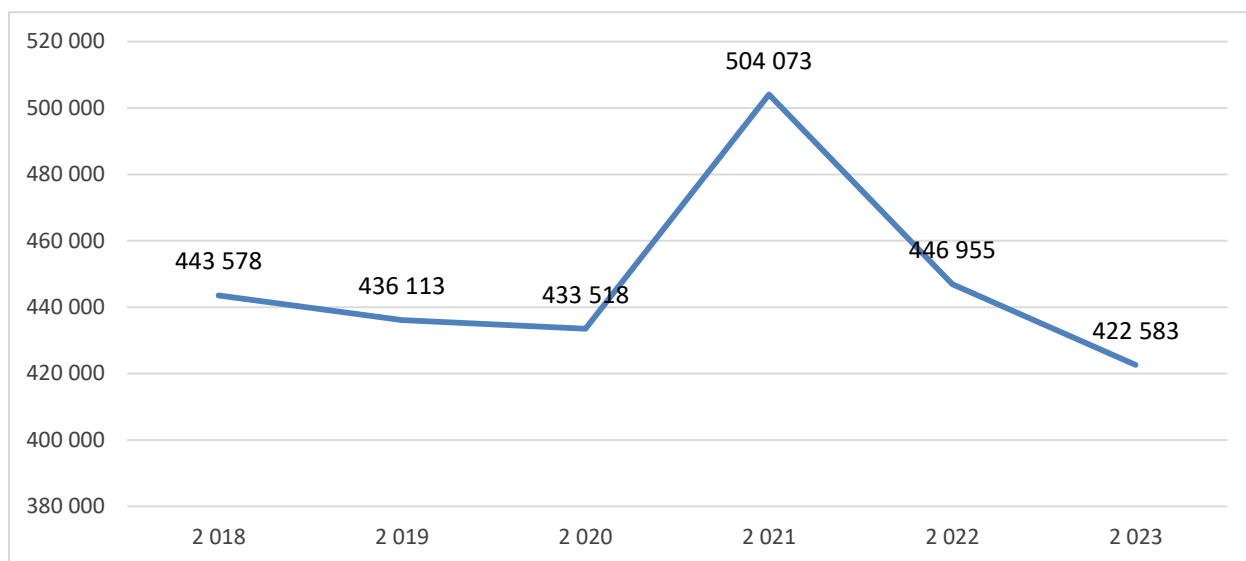
Tabela 1 Parametry wynikające z warunków pogodowych

Rok m-c	2022 r.			2023 r.		
	Dni	Tz	Sd	Dni	Tz	Sd
I	31	-0,05	622	30	1,55	554
II	28	1,76	511	28	0,17	555
III	31	1,53	573	31	2,71	536
IV	30	5,89	423	27	6,90	354
V	6	10,93	54	10	9,11	109
I-V	126	2,70	2183	126	3,30	2108
IX	15	9,34	160	0	0	0
X	26	8,86	290	23	7,06	298
XI	30	2,96	511	30	2,30	531
XII	31	-0,90	648	31	0,58	602
IX-XII	102	4,20	1609	84	3,00	1431
<b>ROK</b>	<b>228</b>	<b>3,40</b>	<b>3792</b>	<b>210</b>	<b>3,20</b>	<b>3539</b>

Przychodowa pozycja Spółki w 2023 r. pogorszyła się na skutek niekorzystnych warunków pogodowych. Ilość stopniodni ogrzewania spadła w stosunku do roku 2022 – dynamika 93,33 %. Wykres prezentowany na rysunku 16 pokazuje spadek sprzedaży ciepła

z sieci ciepłowniczej. Aby zapobiec spadkom sprzedaży Spółka realizuje skuteczną politykę sprzedaży oraz marketingu, czego efektem jest pozyskiwanie nowych odbiorców.

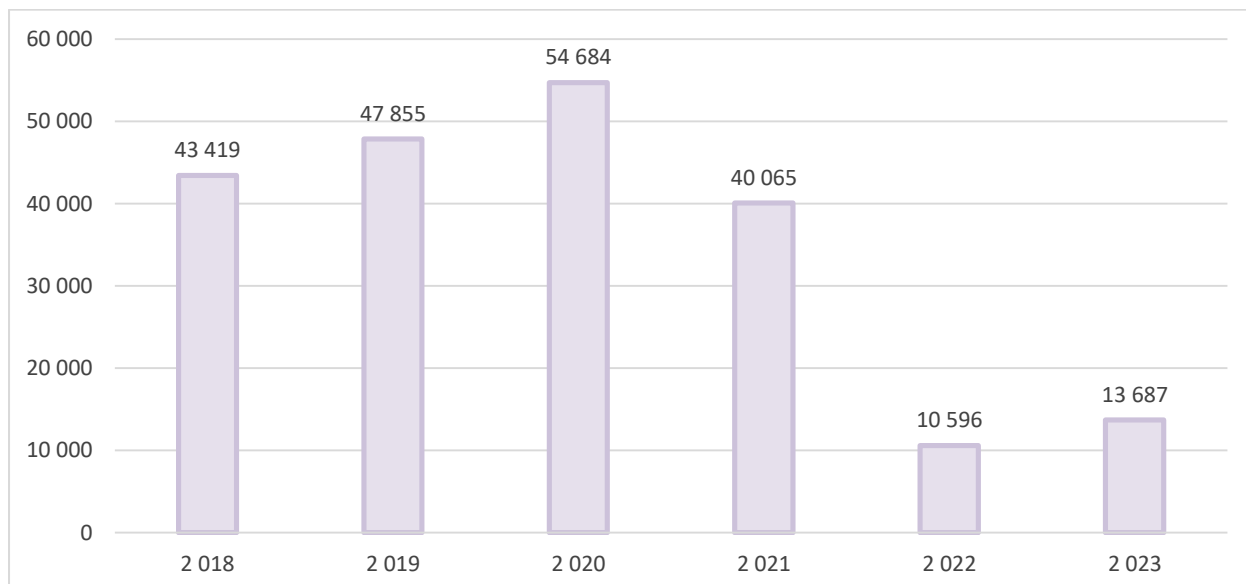
*Rysunek 3 Sprzedaż ciepła z sieci ciepłowniczej w latach 2018- 2023r.*



W 2023 r. wystąpił wzrost zakupu ciepła do poziomu 13 687 GJ dynamika 129,17%. Było to spowodowane wznowieniem dostawy z firmy Sofidel Sp. z o.o. Zakup ten zakończył się w dniu 01 marca 2022r a umowa na zakupu została rozwiązana z przyczyn dostawcy a wznowiony

10 października 2023. W roku 2022 r. dzięki staraniom Spółki rozpoczęto zakup ciepła odpadowego od firmy BPC Sp. z o.o. Zakup ten w roku 2023 wynosił 3 395 GJ. Zakup energii cieplnej jest bardzo korzystny dla odbiorcy, gdyż wynegocjowana przez PEC niższa cena zakupu uwzględniona jest bezpośrednio w rachunku odbiorcy sieciowego i nie wymaga zakupu uprawnień do emisji.

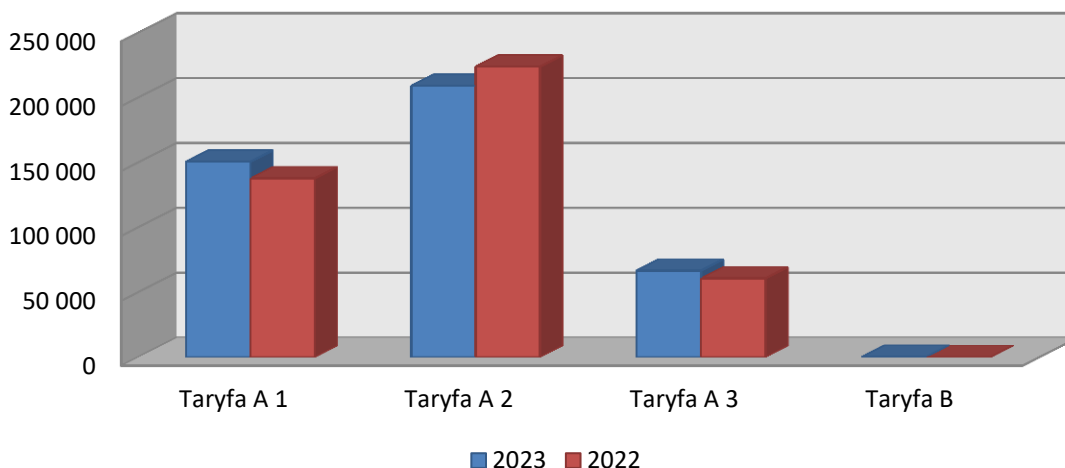
*Rysunek 4 Zakup ciepła odpadowego w latach 2018- 2023[GJ]*





Udziały poszczególnych grup odbiorców w całkowitej sprzedaży ciepła pokazuje poniższy diagram.

Rysunek 5 Udział sprzedaży ciepła w poszczególnych grupach taryfowych w 2022 - 2023r. [GJ]



W 2023 r. spadł udział sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczej w grupie taryfowej A-1. W grupie taryfowej A-2 pozostał na podobnym poziomie pomimo spadku łącznej sprzedaży w 2023r. Jest to skutek działań Spółki mających na celu rozgrupowanie węzłów grupowych czego efektem jest między innymi zmiana grupy taryfowej obiektów zasilanych z nowopowstałych węzłów indywidualnych. Najmniejszym i najmniej istotnym segmentem sprzedaży jest segment lokalnych kotłowni gazowych.

Ciepło systemowe na podstawie umów dostawy/sprzedaży ciepła dostarczane było w 2023 roku do 357 podmiotów.

Tabela 2 Charakterystyczne parametry dotyczące działalności ciepłowniczej Spółki

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka miary	Rok 2022	Rok 2023	Dynamika %
<b>A. WYTWARZANIE CIEPŁA</b>					
1.	Produkcja ciepła – ogółem	GJ	518 898,8	489 359,00	94,31
1.2.	w tym: ciepło wytworzone w ciepłowni z węgla		517 127,0	333 268	64,45
1.3.	w tym: ciepło wytworzone z biomasy		0	92 959,06	–
1.4.	w tym: ciepło wytworzone z gazu – kogeneracje		1 547	71 883	4 057,06
2.	Energia pierwotna zawarta w paliwie – węgiel	MJ	597 389 853,3	382 733 280,1	64,07
3.	Sprawność wytwarzania- węgiel [1.2/2 □ 100]	%	86,56	87,08	100,60
4.	Wskaźnik zużycia paliwa - węgla [2/1.2]	MJ/GJ	1155,2	1156,7	99,41
5.	Efektywność produkcji ciepła [1.2/moc zainst.]	GJ/MW	5 736,4	5375,6	93,39

7.	Średnia wartość opałowa węgla	kJ/kg	22 297,0	22037,8	98,84
8.	Zużycie paliwa – miału węglowego	Mg	26792,4	17 367,1	64,82
9.	Energia pierwotna zawarta w paliwie – gaz	MJ	2 954 959	139 102 236,65	4 707,42
10.	Sprawność wytwarzania – gaz	%	90,34	90,11	99,75
11.	Wskaźnik zużycia paliwa -gazu	MJ/GJ	1 106,34	1086,6	98,22
12.	Energia pierwotna zawarta w paliwie – biomasa	MJ	0	95 269 004,1	–
13.	Sprawność wytwarzania – biomasa	%	0	97,58	–
14.	Wskaźnik zużycia paliwa - biomasy	MJ/GJ	0	1024,8	–
<b>B. PRZESYŁANIE I DYSTRYBUCJA CIEPŁA</b>					
1.	Ilość ciepła przesłana do sieci – ogółem	GJ	522 217,10	495 848,65	94,95
1.1.1	w tym wg nośników ciepła – woda (prod. wł.)		511 621,10	481 161,65	94,05
1.1.2	– woda (zakup)		10 596,00	13 687,00	129,17
1.2	– para		0,00	0,00	0,00
2.	Sprzedaż ciepła – ogółem		447 023,63	422 582,9	94,53
2.1	w tym wg nośników ciepła – woda		447 248,43	422 582,9	94,49
2.2	– para		0,00	0,00	0,00
2.3	– kotłownie lokalne		224,80	0,00	0,00
3	Straty przesyłowe ciepła w sieci [1.1 – 2.1]		75 193,47	73 265,75	97,44
4.	Wskaźnik strat przesyłowych $[3 / (2.1+3) \cdot 100]$		%	14,40	14,78
5.	Moc zamówiona przez odbiorców (zafakturowana)	MW	78,027	75,47	96,72

Tabela 3 Ilość ciepła wytworzona z poszczególnych źródeł

Źródła wytwórcze ciepła	Ilość ciepła [GJ]
Produkcja kogeneracja Tysiąclecia 0,56 Mwe ciepło	3 152,00
Produkcja Kogeneracja MOSiR ciepło	35 644,00
Produkcja Kogeneracja Tysiąclecia ciepło	33 087,00
Produkcja ciepła z biomasy	84 091,20
zakup ciepła z Sofidel - ciepło odpadowe	10 292,00
zakup ciepła BPC - ciepło odpadowe	3 395,00
Produkcja źródło konwencjonalne ciepło WR-25	329 038,35
<b>Suma</b>	<b>498 699,55</b>

Wykres 1 Udziału produkcji z poszczególnych jednostek wytwarzania ciepła w 2023r.

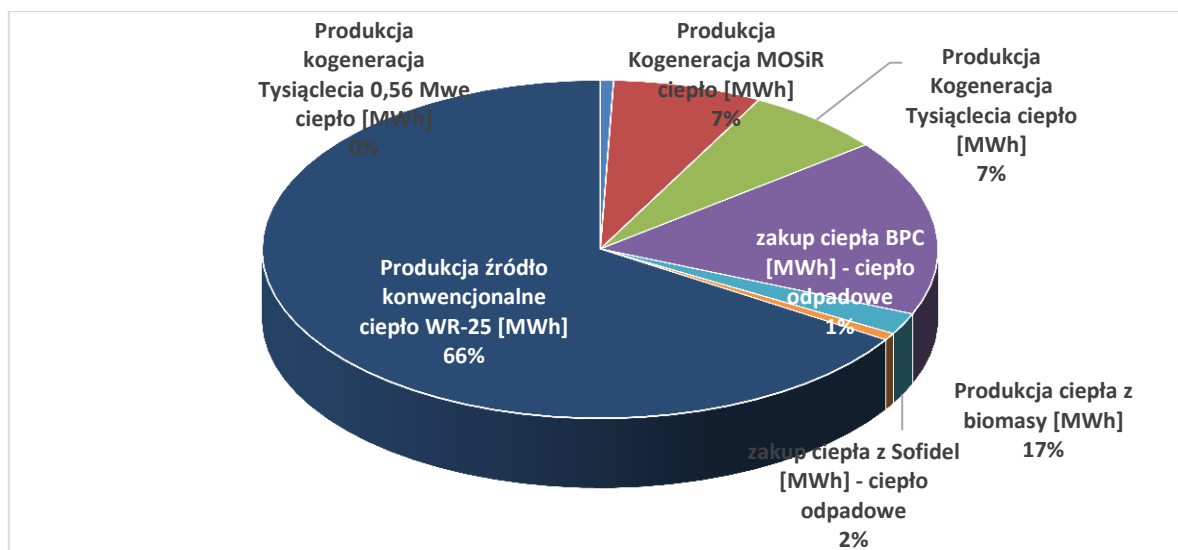
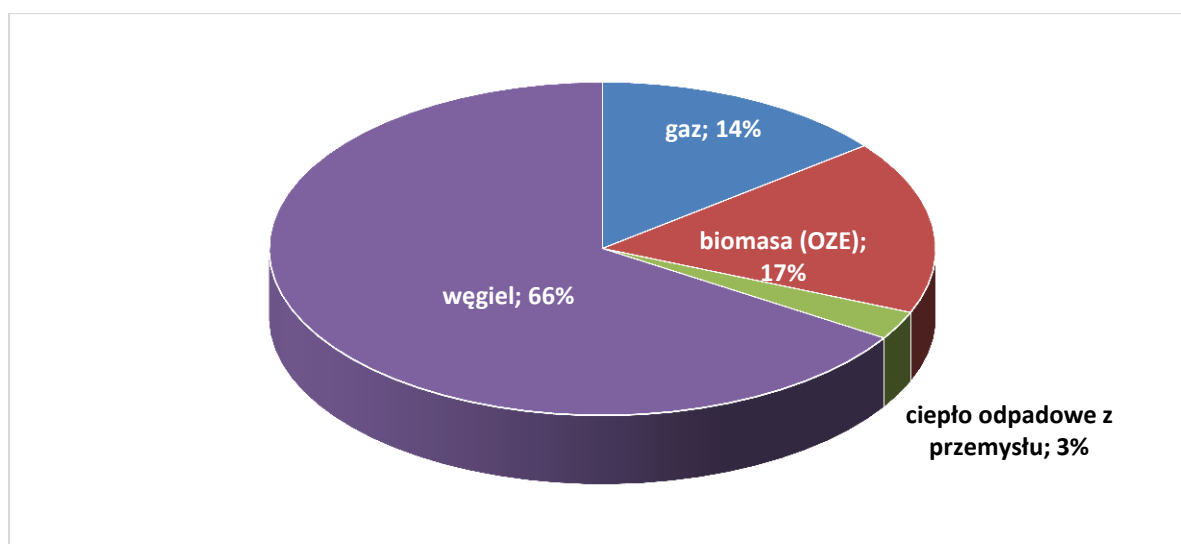


Tabela 4 Ilość ciepła wytworzona z poszczególnych paliw i technologii

Paliwo / źródło ciepła	Ilość ciepła [GJ]
Gaz – w wysokosprawnej kogeneracji	71 883,000
biomasa (OZE) w wysokosprawnej kogeneracji	84 091,200
ciepło odpadowe z przemysłu	13 687,000
Węgiel – kotły WR, OR	329 038,350
<b>Razem</b>	<b>498 699,550</b>

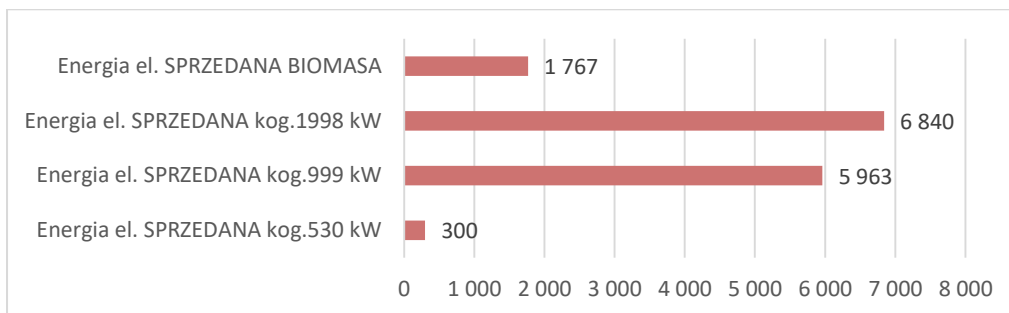
Wykres 2 Udziały poszczególnych paliw i ciepła odpadowego z przemysłu w produkcji ciepła w 2023r.



## 4. Działalność wywarzanie energii elektrycznej

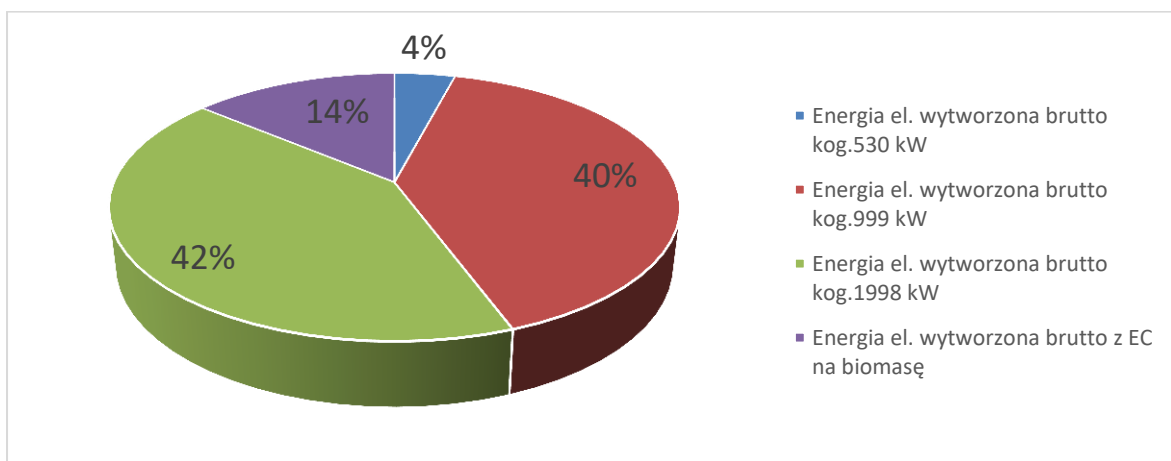
Podstawą dla zmiany nazwy spółki z Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o. na Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. jest skala rozwoju nowego segmentu działalności wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji oraz planów dalszego rozwoju tego segmentu działalności. W roku 2022 Spółka wytworzyła tylko 334 MWh energii elektrycznej, natomiast w 2023 roku wytworzono już 18 110 MWh, w tym energia zużyta na potrzeby własne odbiorców Spółki to 1 979 MWh, energia elektryczna oddana do sieci OSD 16 130 MWh. W 2024 roku planowane jest wytworzenie 24 000 MWh energii elektrycznej. Poniższy wykres przedstawia ilości energii elektrycznej wytwarzanej z poszczególnych nowych źródeł kogeneracyjnych uruchamianych w toku 2023 roku.

Wykres 3 Energia sprzedana z poszczególnych jednostek wytwarzania energii elektrycznej w MWh.



Poniższy wykres prezentuje udziały poszczególnych jednostek w wytwarzaniu energii elektrycznej w Spółce w roku 2023 ogółem.

Wykres 4 Udziały poszczególnych jednostek wytwórczych w wytwarzaniu energii elektrycznej [MWh]



Roczny rozkład wolumenu wytwarzania energii elektrycznej w Elektrociepłowni Ciechanów pokazuje wykres 9, na którym widoczna jest zależność sezonowa i radykalny wzrost wolumenu wytwarzania w porównaniu do roku 2022.

Wykres 5 Energia elektryczna wytwarzana w poszczególnych miesiącach w latach 2022-2023

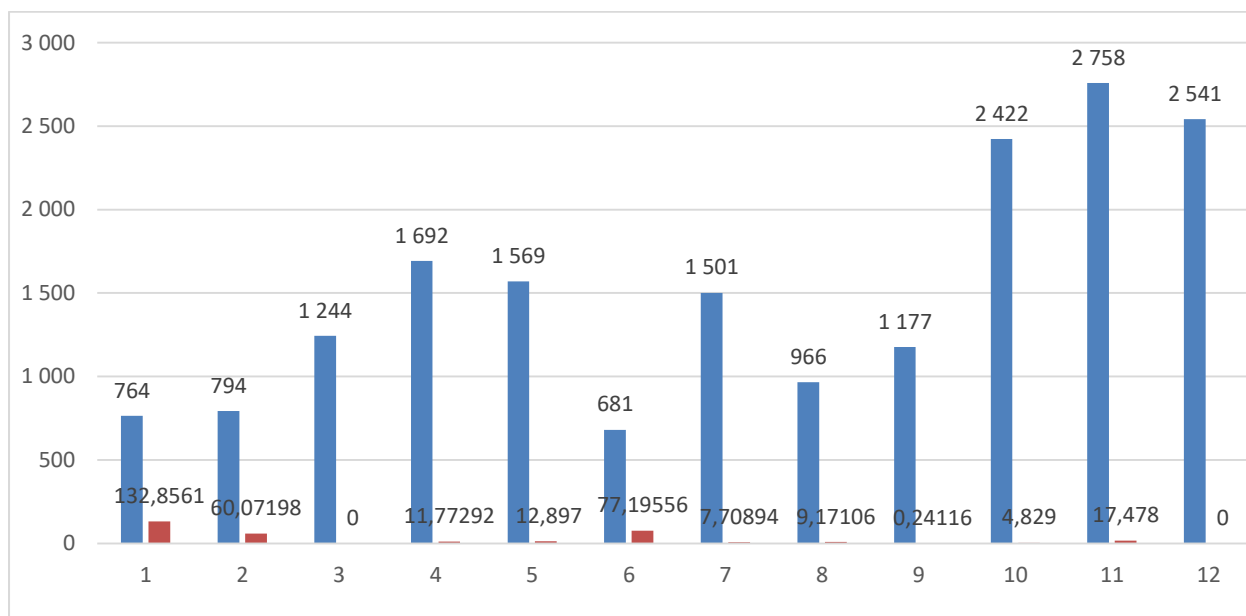


Tabela 5 Charakterystyczne parametry dotyczące działalności wytwarzania energii elektrycznej Spółki

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka miary	Rok 2022	Rok 2023	Dynamika %
1	2	3	4	6	8
<b>A.</b>	<b>WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ</b>				
<b>2.</b>	<b>Produkcja energii elektrycznej razem</b>	<b>MWh</b>	<b>352,85</b>	<b>18 637,83</b>	<b>5 282,14</b>
2.1	w tym: energia wytworzona w elektrociepłowni na biomasę	MWh	0,00	3 787,74	0,00
2.2	w tym: energia wytworzona w elektrociepłowni gazowej 0,99 MWe	MWh	0,00	7 288,44	0,00
2.3	w tym: energia wytworzona w elektrociepłowni gazowej 1,998 MWe	MWh	0,00	7 561,65	0,00
	<b>Produkcja energii razem</b>	<b>GJ</b>	520 169,05	551 692,19	106,06
	<b>Produkcja energii razem</b>	<b>MWh</b>	144 491,40	153 247,83	106,06
	koszt paliw z transportem do produkcji ciepła i en. el. razem	zł	18 128 485,57	24 968 834,17	137,73
	koszt paliwa z transportem do produkcji z węgla	zł	17 413 928,43	14 456 578,09	83,02
	koszt paliwa z transportem do produkcji z biomasy	zł	0,00	3 826 469,9	0,00
	koszt paliwa z dystrybucją do produkcji z gazu	zł	714 557,14	6 685 786,2	935,65

	w tym: w elektrociepłowni gazowej 0,99	zł	172 028,53	3 554 533,5	2 066,25
	w tym: w elektrociepłowni gazowej 1,998	zł	0,00	2 441 377,9	0,00

Wytworzona w 2023 r. energia elektryczna w ilości 18 110 MWh mogłaby pokryć zapotrzebowanie ponad 6000 gospodarstw domowych ( zużycie gospodarstwa domowego ok. 3 000 kWh/rok) lub ponad 1,2 mln lamp ulicznych LED.

Spółka podpisała w 2023r. Porozumienie o utworzeniu Ciechanowskiego Klastra Energii z Gminą Miejska Ciechanów co motywuje do dalszego rozwoju mocy w źródłach OZE. Aktualnie godzinowe bilansowanie wykazuje pokrycie OZE na poziomie ok 59 %. W 2023 Spółka sprzedawała energię elektryczną na oświetlenie miasta poprzez pośrednictwo Spółki bilansującej i Spółki obrotu, a sprzedaż ta stanowiła 6,9 % całości sprzedanej przez Elektrociepłownię Ciechanów energii elektrycznej.

Zużyty przez oświetlenie miejskie wolumen 1 031 MWh pokryty został w z OZE.

## 5. Analiza popytu

### 5.1. Uwarunkowania rynkowe

Miasto Ciechanów, o powierzchni 32,77km<sup>2</sup>, administracyjnie stanowi gminną jednostkę samorządu terytorialnego, wchodzącą w skład powiatu. Ciechanów położony jest w północno - wschodniej części województwa mazowieckiego. Ciechanów leży w granicach obszaru Zielone Płuca Polski, zajmującego 20% powierzchni kraju, w północno-wschodniej części Polski.

W strukturze miasta wyróżniają się dzielnice:

- ✓ „Śródmieście” – stanowiące centrum usługowe, w którym dominują usługi poziomu ogólnomiejskiego i ponadlokalnego z zakresu: administracji, handlu i innych usług. W otoczeniu obszaru centralnego znajdują się osiedla zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej z usługami: “Aleksandrówka”, “Jeziorko”, „40-lecia” oraz obszary zabudowy jednorodzinnej z usługami wzdłuż ul. Płońskiej, Wojska Polskiego.
- ✓ Dzielnice: „Błoki”, „Kargoszyn”, „Podzamcze” – położone pomiędzy linią kolejową a rzeką Łydynią; w dzielnicach tych zlokalizowane są osiedla mieszkaniowe zabudowy wielorodzinnej oraz duże zespoły zabudowy jednorodzinnej z usługami.
- ✓ Dzielnica „Śmiecin” – obejmująca tereny położone po zachodniej stronie linii kolejowej, pomiędzy ul. Płocką, ul. Widną i Kwiatową; występują tu obszary zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej (wolnostojącej i szeregowej), małe zespoły zabudowy wielorodzinnej i niewielkie powierzchnie terenów usługowych; w środkowej części jednostki znajdują się obszary produkcyjno – usługowe i obszary niezainwestowane.
- ✓ Dzielnice: „Krubin” i “Bielin” – obejmujące obszary położone w południowo – wschodniej części miasta; przeważają tu obszary zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej z niewielkim udziałem funkcji usługowej, obszary o funkcji rekreacyjno – wypoczynkowej, wykorzystujące naturalne walory przyrodnicze miasta

oraz obszary rolnicze z zabudową zagrodową.

- ✓ Dzielnica przemysłowa – obejmująca obszary położone pomiędzy doliną rzeki Łydyni a ul. Płocką; jej oś drogową stanowi ul. Niechodzka; prawie wyłączną funkcją tej jednostki jest funkcja produkcyjna, składowa i usługowa, z małymi zespołami zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej i wielorodzinnej.

W nawiązaniu do art.33 pkt. 2, ppkt.10 Ustawy Prawo Budowlane z dnia 7 lipca 1994r (Dz.U. 2024, poz.725 ) Spółka wprowadza obiektywne kryteria określające warunki decydujące o możliwości przyłączenia istniejących i planowanych obiektów będących zasięgu sieci ciepłowniczej.

Aktualny zasięg obszaru sieci ciepłowniczej przedstawia rysunek 7 oraz załącznik nr 1 zawierający mapę w dużym, czytelnym formacie pozwalającym na identyfikację poszczególnych działek.

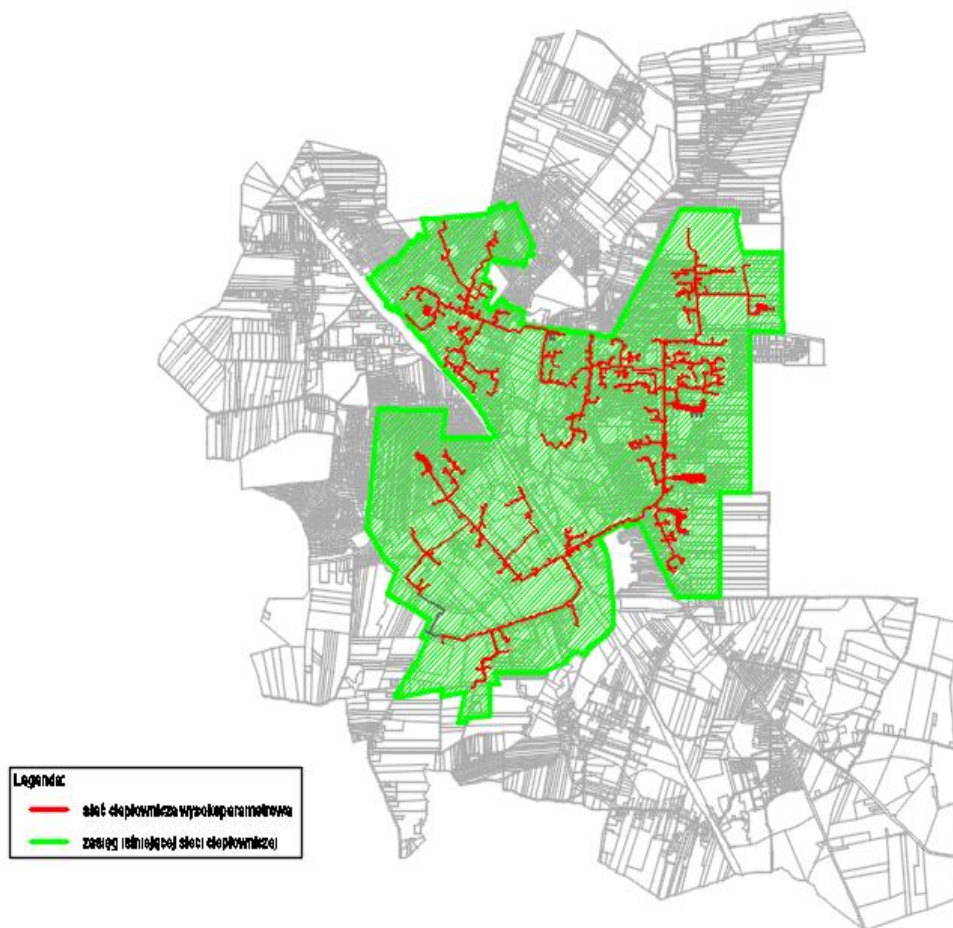
#### **Uwarunkowania techniczne wydania warunków przyłącza ciepłowniczego.**

Rysunek nr 1 oraz załącznik graficzny przedstawiający poniższa mapę w czytelnym formacie pozwalającym na identyfikację poszczególnych działek, przedstawia zasięg istniejącej sieci ciepłowniczej z zaznaczonym obszarem terenów, na którym istnieją możliwości techniczne podłączenia istniejących i projektowanych obiektów budowlanych.

Podłączenie obiektów budowlanych z terenu Gminy Miejskiej Ciechanów, Gminy Ciechanów oraz Opinogóra Górna będzie rozpatrywane indywidualnie na podstawie złożonego wniosku o zapewnienie dostawy ciepła lub wniosku o wydanie warunków technicznych przyłączenia do sieci ciepłowniczej.

Podłączenie obiektów budowlanych znajdujących się poza ww. gminami jest w chwili obecnej technicznie nie możliwe i ekonomicznie nieuzasadnione.

*Rysunek 6. Obecny zasięg sieci ciepłowniczej Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o.*

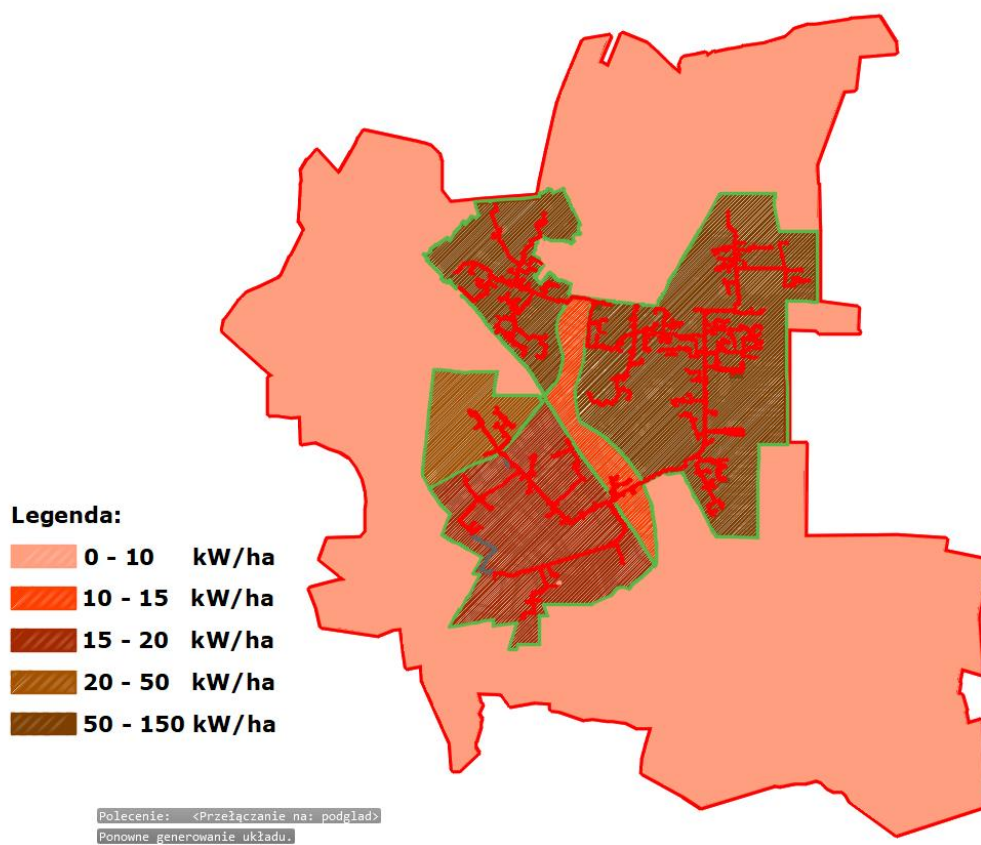


### Uwarunkowania ekonomiczne wydania warunków przyłącza ciepłowniczego.

Rysunek nr 2 pokazuje obszary, które charakteryzuje uzasadniona dla rozwoju sieci ciepłowniczej koncentracja zapotrzebowania na ciepło na jednostkę powierzchni. Warunkiem ekonomicznego uzasadniania rozbudowy sieci jest graniczny koszt marginalny.



Rysunek 7. Mapa uzasadnionego zasięgu rozwoju sieci z uwagi na koncentracje zapotrzebowania na ciepło



Poniższa tabela przedstawia graniczny koszt marginalny przyłączenia 1 MW mocy zamówionej w obliczony na podstawie kalkulacji stanowiącej załącznik do Zarządzenia Prezesa Zarządu z dnia 2 marca 2020r.

Tabela 6. Określenie granicznych warunków, w tym kosztu marginalnego budowy odcinka sieci/przyłącza ciepłowniczego w odniesieniu do mocy zamówionej

Długość sieci/ przyłącza km	Całkowity koszt budowy zł	Koszt budowy 1mb sieci/przyłącza zł/mb	Jednostkowy koszt budowy km zł/km	Moc zamówiona MW	Koszt przyłączenia 1MW zł/MW	Marginalny koszt przyłączenia 1kW mocy cieplnej
0,021	57 930,64 zł	2 758,60 zł	2 758 601,90 zł	0,018	3 218 368,89 zł	3 218,37
0,0875	128 251,21 zł	1 465,73 zł	1 465 728,11 zł	0,054	2 375 022,41 zł	2 375,02
0,006	24 618,07 zł	4 103,01 zł	4 103 011,67 zł	0,14	175 843,36 zł	175,84
0,110	309 677,46 zł	2 815,25 zł	2 815 249,64 zł	0,267	1 159 840,67 zł	1 159,84
0,142	174 485,09 zł	1 228,77 zł	1 228 768,24 zł	0,307	568 355,34 zł	568,36
0,177	171 665,96 zł	969,86 zł	969 864,18 zł	0,086	1 996 115,81 zł	1 996,12
0,396	144 438,07 zł	<b>2 223,54 zł</b>	2 223 537,29 zł	0,145	1 582 257,75 zł	<b>1 582,26</b>

Powyższa tabela przedstawia kalkulacje marginalnego kosztu przyłączenia 10kW mocy zamówionej w odniesieniu do odległości odbiorcy ciepła od miejsca włączenia w system ciepłowniczy. Do analizy przyjęto zadania o minimalnej oraz maksymalnej stopie zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych. Podłączenie odbiorców ciepła, których budynki są usytuowane w odległości większej niż max długość przyłącza w odniesieniu do mocy zamówionej jest w chwili obecnej ekonomicznie nie uzasadnione.

### **Metoda sporządzania oceny ekonomicznych warunków przyłączenia obiektów do sieci ciepłowniczych**

Przyjmuje się model analizy z zastosowaniem zdyskontowanych przepływów pieniężnych.

$$DCF = FCF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FCF_t}{(1+R)^t} + DRV$$

gdzie: DCF – suma zdyskontowanych przepływów pieniężnych;

FCF<sub>0</sub> – wolne przepływy pieniężne w okresie budowy przyłącza;

FCF<sub>t</sub> – wolne przepływy pieniężne dla rocznych okresów dostawy ciepła;

n – okres analizy, n = 10 (do 15) lat, zgodnie z zapisami umowy sprzedaży ciepła;

t – numer kolejnego roku analizy;

R – stopa dyskontowa;

DRV – zdyskontowana wartość rezydualna.

$$FCF_0 = (OP - OT) \cdot (1 - T_0/100) - I_0$$

gdzie: OP – opłata przyłączeniowa określona zgodnie z art. 7 ust. 8 *Prawa Energetycznego*, uwzględnieniem zapisów art. 7 ust. 11 cytowanej ustawy;

OT – opłaty za służebność przesyłu płatne jednorazowo;

T<sub>0</sub> – stopa podatkowa [%] równa podatkowi dochodowemu w roku sporządzania analizy, aktualnie wynosi 19%;

I<sub>0</sub> – wydatki inwestycyjne (CAPEX) na budowę przyłącza określone zgodnie z §25 ust. 3 *Rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz.U. poz. 718 z późn.*

zm.), dalej: „rozporządzenie taryfowe”, opłaty za zajęcie nieruchomości na czas budowy, koszty odtworzenia terenu.

$$FCF_t = EBIT_t \cdot (1 - T_t/100) + A_t - I_t$$

gdzie:  $EBIT_t$  – zysk przed odliczeniem podatku dochodowego w okresie  $t$  plus wartość odsetek od kapitału obcego finansującego przyłączy/ z uwzględnieniem wartości odsetek od kapitału obcego finansującego przyłączy;

$T_t$  – stopa podatkowa [%] równa podatkowi dochodowemu, aktualnie wynosi 19%;

$A_t$  – amortyzacja według wykazów rocznych stawek amortyzacyjnych określonych w ustawie o podatku dochodowym w okresie  $t$ ;

$I_t$  – wydatki inwestycyjne (CAPEX) na odtworzenie środków trwałych w okresie  $t$  - okresy używalności środków trwałych należy przyjąć w wysokościach określonych w polityce rachunkowości;

$t$  – numer kolejnego roku analizy.

$$EBIT_t = P_t - K_t$$

gdzie:  $P_t$  – przychody ze sprzedaży w okresie  $t$ ;

$K_t$  – koszty operacyjne w okresie  $t$ .

$$DRV = \frac{RV}{(1 + R)^{n+1}}$$

gdzie:  $DRV$  – wartość rezydualna;

$R$  – stopa dyskontowa;

$n$  – numer ostatniego okresu analizy  $n = 10$  (15) lat;

$RV$  – wartość niezamortyzowanych środków trwałych na koniec okresu analizy, według stawek amortyzacyjnych stosowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zawartych w polityce rachunkowości.

$$R = WACC$$

$$WACC = r_d \cdot \frac{D}{D + E} \cdot \left(1 - \frac{T}{100}\right) + r_e \cdot \frac{E}{D + E}$$

gdzie:  $WACC$  – średnioważony koszt kapitału;

- T – stopa podatkowa [%] równa podatkowi dochodowemu, aktualnie wynosi 19%;
- $r_d, r_e, D, E$  – ustalone zgodnie z modelem zawartym w *informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 65/2022* przy założeniu, że wartość stopy wolnej od ryzyka odpowiadać będzie wartości wskazanej stopy obowiązującej w I kwartale roku sporządzenia analizy.

- ① Prognozy przychodów i kosztów operacyjnych należy sporządzać w oparciu o grupy taryfowe właściwe dla lokalizacji i definicji przyłącza określonego w § 2 pkt 12 oraz § 25 ust. 3 *rozporządzenia taryfowego*.

Prognozę przychodów i kosztów w kolejnych okresach należy wycenić w obowiązujących opłatach i stawkach zawartych w taryfie dla ciepła oraz w cenach bieżących (bez uwzględniania inflacji i prognoz rynkowych).

- ② Prognoza sprzedaży ciepła

#### **Prognozowane wielkości zamówionej mocy cieplnej [MW]**

Należy przyjąć zgodnie z wartością określoną przez stronę we wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci.

#### **Prognozowana ilość sprzedaży ciepła [GJ]**

Należy określić na podstawie świadectwa charakterystyki energetycznej budynku / części budynku lub charakterystyki energetycznej lub projektowanej charakterystyki energetycznej. W przypadku braku wyżej wymienionych dokumentów, przedsiębiorstwo energetyczne może samodzielnie obliczyć szacowaną wielkość sprzedaży ciepła, na zasadach określonych w *Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz. U. poz. 376 z późn. zm.)*.

#### **Prognozowane ceny i stawki opłat [zł/MW, zł/GJ]**

Prognozę przychodów ze sprzedaży ustala się na podstawie cen i stawek opłat zawartych w obowiązującej taryfie dla ciepła, z uwzględnieniem w szczególności sposobu ich ustalania, stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami przyłączonymi do sieci ciepłowniczej, dla danej grupy taryfowej.

### **Prognozowana wielkość przychodów ze sprzedaży ciepła [zł]**

Prognozę należy sporządzić z uwzględnieniem wzrostu przychodów z wytwarzania i obrotu ciepłem (opłaty zmienne, opłaty stałe) oraz wzrostu przychodów z przesyłu ciepła (opłaty zmienne, opłaty stałe).

### **③ Prognoza kosztów operacyjnych**

Prognozę kosztów operacyjnych należy ustalić w oparciu o zmiany kosztów uzasadnionych w wyniku przyłączenia obiektu do sieci ciepłowniczej, w szczególności:

- zmianę wielkości mocy zamówionej w źródle/-ach zewnętrznym/-ch,
- wzrost zakupu ilości ciepła w źródle/-ach zewnętrznym/-ch,
- wzrost kosztów zakupu paliw, emisji CO<sub>2</sub> i opłat za korzystanie ze środowiska w źródle/-ach własnym/-ch,
- wzrost opłat za korzystanie z nieruchomości: służebności przesyłu, zajęcia pasa drogowego - płatne w cyklach rocznych,
- wzrost opłat z tytułu podatku od nieruchomości,
- wzrost kosztów usług i remontów,
  
- amortyzację według wykazów rocznych stawek amortyzacyjnych określonych w ustawie o podatku dochodowym.

Zmianę wielkości mocy zamówionej w źródle/-ach zewnętrznym/-ch należy ustalić w oparciu o moc przyłączeniową określoną w warunkach przyłączenia do sieci, z uwzględnieniem współczynnika niejednoczesności poboru mocy.

Wzrost kosztów zakupu ciepła w źródle/-ach zewnętrznym/-ch i kosztów wytworzenia ciepła w źródle/-ach własnym/-ch powinien uwzględniać wzrost strat ciepła spowodowany przyłączeniem nowego odcinka sieci ciepłowniczej.

Podział kosztów zakupu ciepła w źródle/-ach zewnętrznym/-ch i wytworzenia w źródle/-ach własnym/-ch należy ustalić z uwzględnieniem danych zawartych w sposobie (algorytmach) ustalania cen za zamówioną moc cieplną oraz cen ciepła i cen nośnika ciepła, stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami przyłączonymi do sieci ciepłowniczej określonymi w taryfie dla ciepła.

### **④ Interpretacja wyników analizy**

Wartość bieżąca netto NPV = DCF.

Przyłączenie obiektu spełnia ekonomiczne warunki przyłączenia jeżeli  $NPV \geq 0$ .

⑤ Ustalenie szacowanej opłaty przyłączeniowej w sytuacji występowania braku warunków ekonomicznych przyłączenia obiektów do sieci ciepłowniczych

**W przypadku braku spełnienia ekonomicznych warunków przyłączenia ( $NPV < 0$ ), zgodnie z art. 7 ust. 9 *Prawa energetycznego* istnieje możliwość ustalenia opłaty za przyłączenie w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci ciepłowniczej.**

Analiza kierunków zabudowy wielorodzinnej wskazuje na istniejącą potrzebę rezerwowania możliwości rozwojowych sieci ciepłowniczej w obszarze północno-wschodnim (okolice ul. Opinogórska w kierunku gm. Opinogóra-Władysławowo oraz w kierunku wschodnim od magistrali w ul. Armii Krajowej (ul. Szwanke, Harcerska do pętli miejskiej)).

## 5.2 Struktura i skala działalności gospodarczej odbiorców

Spółka dostarczała ciepło w 2023 r. osobom fizycznym, osobom prawnym, wspólnotom mieszkaniowym jak i innym jednostkom organizacyjnym. Struktura odbiorców ciepła klasyfikowanych pod kątem ich formy prawno-organizacyjnej pozostawała w 2023 r. na poziomie zbliżonym do roku poprzedniego. Udziały sprzedaży poszczególnych grup odbiorców pokazuje rysunek 9.

Rysunek 8. Sprzedaż ciepła 2023

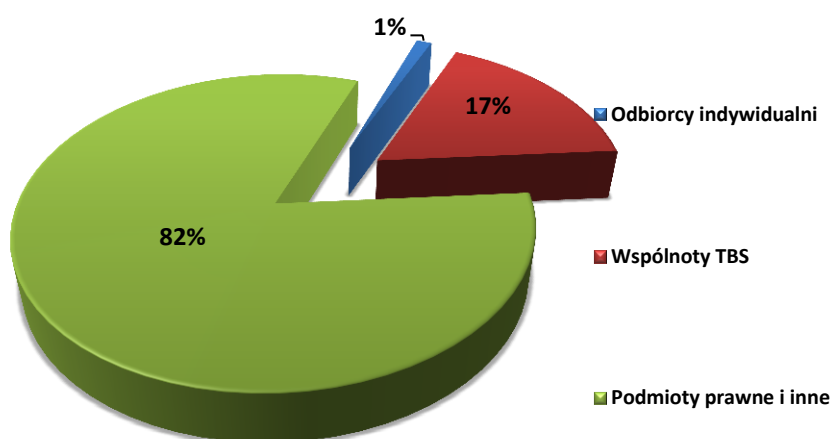


Tabela 7. Wartość sprzedaży brutto dla poszczególnych odbiorców w 2023 r.

Podmioty prawne i inne	59 081 284,59
Wspólnoty administrowane przez TBS Sp. z o.o.	12 408 557,05
Odbiorcy indywidualni	828 644,41

W roku 2023 przeprowadzono działania windykacyjne obejmujące: wysyłanie wezwań do zapłat, bieżące monitorowanie sald klientów, naliczanie odsetek za nieterminową zapłatę. Z jednym odbiorcą ciepła podpisano ugodę, a 4 odbiorcom, do czasu spłaty zadłużenia, odłączono czasowo dostawę ciepła. Wobec 2 odbiorców, po wyczerpaniu przewidzianych prawem możliwości windykacyjnych, należności za ciepło dochodzone były na drodze postępowania sądowego. Wg stanu na dzień 31.12.2023 r. przeterminowane należności z tytułu sprzedaży ciepła wynosiły 242 839,97 zł (wzrost o 45,94 %) wobec 166 397,34 zł rok wcześniej.

### **5.3 Bieżący i przyszły popyt zgłaszany przez odbiorców**

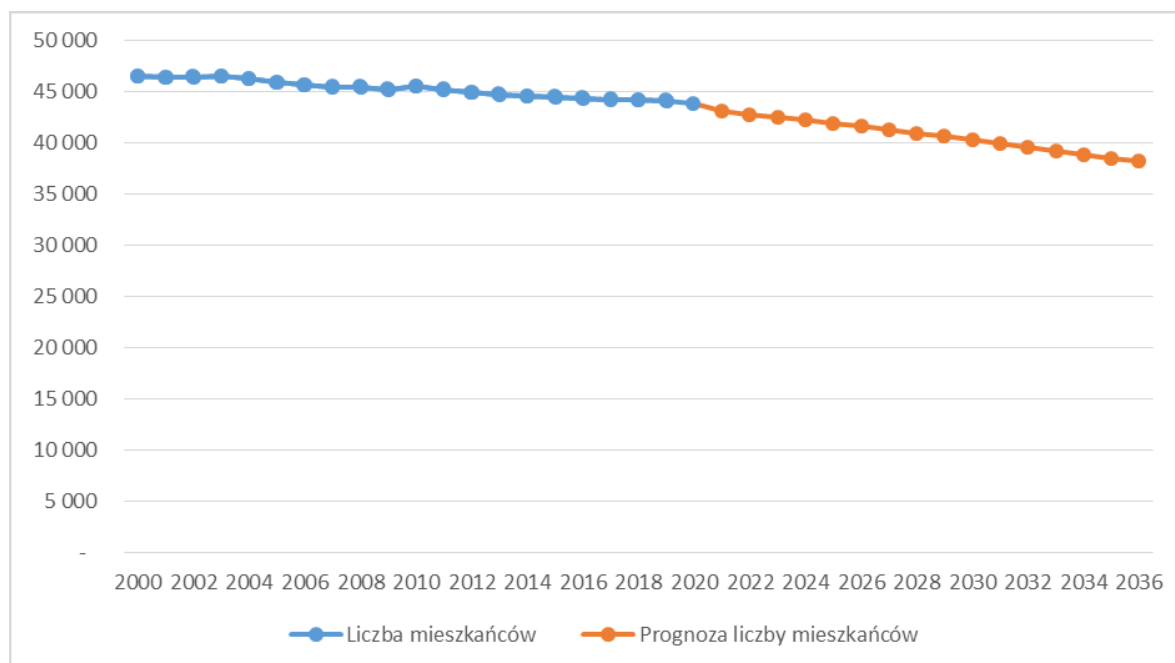
Aktualnie widoczny jest rozwój nowego budownictwa w rejonie ul. Opinogórskiej oraz osiedla ul. Szwanke zgodnie z przewidywaniami. Centrum miasta z uwagi na brak dostępnych terenów inwestycyjnych pod zabudowę mieszkalną wielorodzinna nie wykazuje potencjału rozwoju.

Przyszły popyt na ciepło jest uwarunkowany w głównej mierze możliwościami rozwoju miasta Ciechanów. Obecnie na terenie Ciechanowa obowiązuje 47 miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, które obejmują w sumie obszar 965,49 ha, co stanowi prawie 30% powierzchni miasta.

Są to kompleksowe opracowania dotyczące zagospodarowania całego obszaru miasta, które tworzą całościową, spójną politykę przestrzenną miasta. Obowiązujące plany miejscowe, zawierają przepisy regulujące zasady zabudowy i zagospodarowania terenów, a tym samym stanowią formalną podstawę ochrony ładu przestrzennego. Ponadto w swoim zakresie określają zasady ochrony środowiska, przyrody i krajobrazu kulturowego zakładając m.in. stosowanie do celów grzewczych i technologicznych urządzeń przyjaznych dla środowiska o niskiej emisji zanieczyszczeń.

Według danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS wg stanu na 31 grudnia 2020 roku) populacja w Mieście Ciechanów wynosiła 43 883 mieszkańców. Liczba mieszkańców miasta w ostatnich latach ma tendencje spadkową. Najwięcej mieszkańców w tym przedziale czasowym odnotowano w 2000 roku – 45 548, a najmniej w roku 2020 – 43 833. Obserwując dotychczasowy trend, do 2036 roku prognozuje się spadek liczby mieszkańców miasta. Według szacunków, liczba ludności na terenie Ciechanowa w 2036 roku może wynieść 38 224 osoby.

Rysunek 9. Prognoza liczby mieszkańców Miasta Ciechanowa do 2036 r.



Źródło: Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla gminy miejskiej Ciechanów z 2022 r.

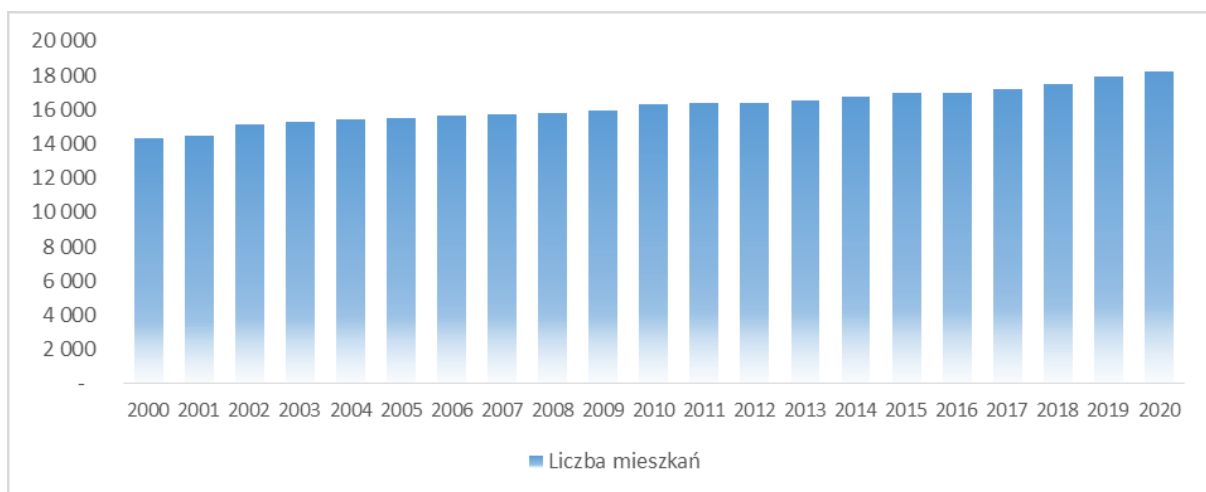
Na terenie Miasta Ciechanów w 2019 roku odnotowano 17 947 mieszkań. Ich całkowita powierzchnia użytkowa wynosiła 1 246 153 m<sup>2</sup>. Poniższy wykres przedstawia zmiany ilości mieszkań na terenie Ciechanowa w latach 2000-2020 oraz w latach 2008-2019. Liczba mieszkań na terenie miasta z roku na rok wzrastała.

Rysunek 11. Liczba budynków mieszkalnych w latach 2008-2019



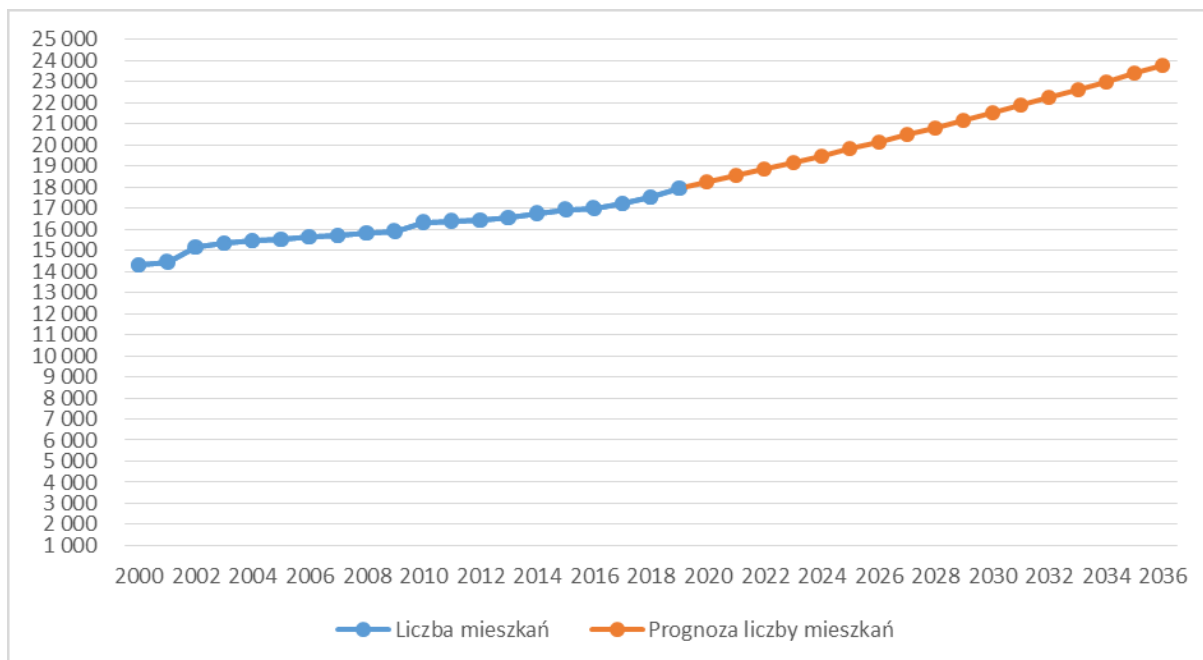


Rysunek 12. Liczba budynków mieszkalnych w latach 2000-2020



Obserwując obecny trend wyznaczono prognozę liczby mieszkań do roku 2036. Według tej prognozy w 2036 roku na terenie Miasta Ciechanów będzie 23 788 mieszkań. Średnia powierzchnia 1 mieszkania na terenie Miasta Ciechanów w 2020 roku wynosiła 69,4 m<sup>2</sup>.

Rysunek 13. Liczba mieszkań w latach 2000-2036



Na poniższym wykresie zaznaczono zmiany przeciętnej powierzchni 1 mieszkania [m<sup>2</sup>] na terenie miasta Ciechanowa na przestrzeni lat 2002 - 2019.

Rysunek 14. Zmiana przeciętnej powierzchni 1 mieszkania w latach 2002-2019

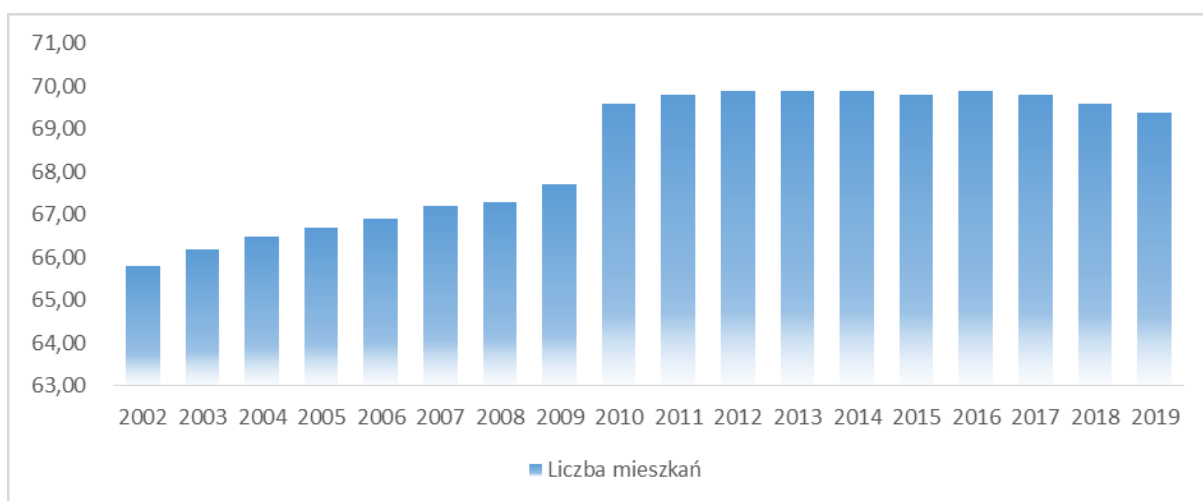


Tabela 7. Liczba odbiorców na terenie Miasta Ciechanów w latach 2015-2021

Grupy odbiorców	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]
gospodarka komunalna	1	1	1	1	1	1	1
indywidualni	53	59	69	71	73	78	81
obiekty budżetowe	42	44	48	48	47	48	49
pozostali	57	55	59	63	66	70	75
przemysł	7	7	10	11	13	14	14
spółdzielnie mieszk.	5	5	5	5	5	5	5
wspólnoty mieszkaniowe	108	110	115	118	128	130	142
Podsumowanie:	273	281	307	317	333	346	367

Źródło: Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla gminy miejskiej Ciechanów z 2022 r.

W poniższej tabeli przedstawiono zużycie ciepła sieciowego na terenie Miasta Ciechanowa w latach 2015 – 2021 w podziale na grupę odbiorców.

*Tabela 8. Zużycie ciepła na terenie Miasta Ciechanów w latach 2015-2021*

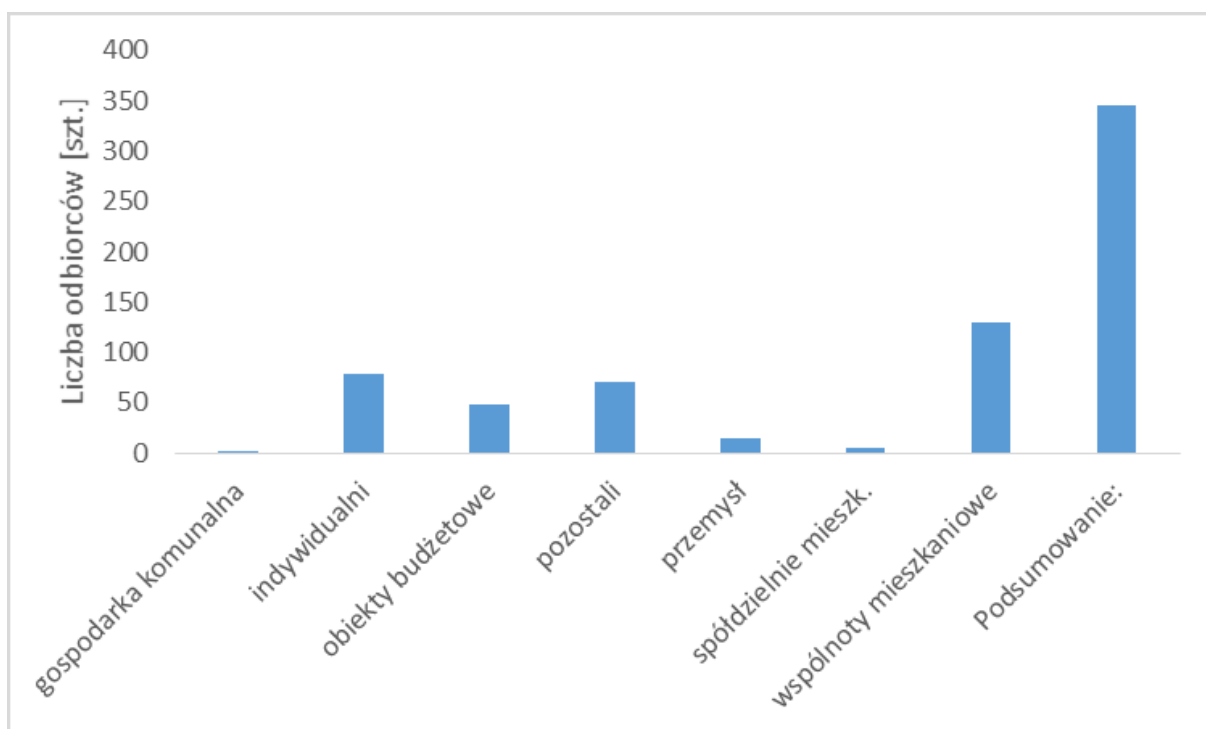
Grupy odbiorców	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]
gospodarka komunalna	14200,49	14730,80	15987,22	16457,30	17060,27	17149,33	19580,42
indywidualni	3870,83	4396,04	4671,82	4810,65	4772,12	5120,49	6433,04
obiekty budżetowe	49321,77	51909,34	57385,48	58608,42	57230,07	53851,27	66230,63
pozostali	46656,40	47943,84	52241,30	49832,88	47100,05	42607,33	49949,89
przemysł	135851,10	112241,83	142080,94	114382,88	95072,68	41674,22	27547,00
spółdzielnie mieszk.	191318,62	199322,74	205608,80	195469,44	189884,76	188617,27	205054,99
wspólnoty mieszkaniowe	83308,11	93378,00	99570,89	100763,48	104608,19	110996,03	130446,72
Podsumowanie:	524527,32	523922,59	577546,45	540324,60	515728,14	460015,94	505242,69

Źródło: Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla gminy miejskiej Ciechanów z 2022 r.

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

Od roku 2000 obserwuje się systematyczny wzrost liczby mieszkań na terenie miasta Ciechanów.

*Rysunek 15. Liczba odbiorców ciepła sieciowego na terenie miasta w 2020 r.*



Źródło: Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla gminy miejskiej Ciechanów z 2022 r.

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

Przyrosty zapotrzebowania na ciepło związane z oddawaniem do użytku budynków wielorodzinnych są znikome i wynikają zarówno z małej liczby budynków jak również z faktu, iż podczas realizacji nowych budynków stosowane są nowe energooszczędne technologie ograniczające zużycie ciepła do niezbędnego minimum.

Ograniczenie zużycia ciepła w mieście wynika z następujących powodów:

- ✓ w coraz szerszym zakresie wdrażane są programy związane z termorenowacją istniejącej substancji mieszkaniowej,
- ✓ trwa dynamiczny proces wymiany stolarki budowlanej na bardziej energooszczędną,
- ✓ urynkowanie (wzrost) cen ciepła oraz indywidualne opomiarowanie spowodowało wśród społeczności miasta znaczne zainteresowanie jego oszczędzaniem (tak dla celów centralnego ogrzewania jak i ciepłej wody),
- ✓ szerokie stosowanie postępu technicznego stwarza dogodne warunki do oszczędzania ciepła (montaż regulatorów pogodowych, termostatycznych zaworów przygrzejnikowych, indywidualnych wodomierzy c.w. itp.), ocieplenie klimatu, wzrost średniej temperatury powietrza zewnętrznego.

Prognozę zapotrzebowania na energię ciepłą wyznaczono na podstawie następujących wariantów:

W wariacie I „stabilizacja” założono, że rozwój w sektorze mieszkalnictwa będzie nieznacznie wzrastał od 2017 r. Przyjęto umiarkowany wzrost na poziomie 0,2% rocznie.

W wariacie II „rozwój” przyjęto, że łączna powierzchnia użytkowa i liczba mieszkań na terenie miasta będzie wzrastała równie dynamicznie. Przyjęto zatem wzrost o 0,62% rocznie.

Wariant III „skok” zakłada natomiast wysoki wzrost zużycia energii ciepłej o 1,5% rocznie. Powyższe założenia zestawiono w poniższej tabeli.

*Tabela 8. Prognoza zapotrzebowania na energię ciepłą [GJ] do 2036 roku na terenie Miasta Ciechanów*

Rok	Prognoza zużycia ciepła [GJ]		
	Scenariusz „Prawdopodobny”	Scenariusz „Pasywny”	Scenariusz „Neutralny”
2022	495 889	498 294	493 090
2023	491 277	494 856	487 123
2024	486 708	491 442	481 229
2025	482 182	488 051	475 406
2026	477 698	484 683	469 654
2027	473 255	481 339	463 971
2028	468 854	478 018	458 357
2029	464 493	474 719	452 811
2030	460 174	471 444	447 332
2031	455 894	468 191	441 919
2032	451 654	464 960	436 572
2033	447 454	461 752	431 289
2034	443 292	458 566	426 071
2035	439 170	455 402	420 915
2036	435 086	452 260	415 822

Źródło: Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla gminy miejskiej Ciechanów z 2022 r.

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

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

W dalszej części „Planu rozwoju...” przedstawiono prognozę zapotrzebowania na moc i energię cieplną na lata 2025-2030. Natomiast dane aktualne skali rozwoju sieci ciepłowniczej to przyłącza do realizacji w 2025 r. Poniższa tabela przedstawia planowane podłączenia sieci ciepłowniczej zgodnie z podpisanymi umowami.

Tabela 9. Planowane podłączenia obiektów do sieci ciepłej w 2025-2026 r.

L.p.	Nazwa odbiorcy	Nazwa/adres obiektu	Stan zaawansowania	Zapotrzebowanie mocy cieplnej C.O. + C.T. [MW]	Zapotrzebowanie mocy cieplnej C.W.U [MW]	SUMA Zapotrzebowanie mocy cieplnej (c.o.+c.w.u.+c.t.) [MW]
<b>Obiekty, których przyłączenie do sieci ciepłowniczej zostało uzgodnione</b>						
1	Grupa Scotia Sp. z o.o	Budynek wielorodzinny ul. Szwanke, bud. nr 2	Umowa o przyłączenie nr 8/2021 z dnia 29 lipca 2021 r.	0,19	0,077	0,267
2	NOVDOM Sp. z o.o. -	Budynek wielorodzinny, ul. Powstańców Wielkopolskich	Umowa o przyłączenie nr 18/2022 z dnia 15 czerwca 2022 r.	0,35	0,077	0,427
3	Gmina Miejska Ciechanów	Budynek wielorodzinny ul. Narutowicza 6/12	Umowa o przyłączenie nr 14/2022 z dnia 12 maja 2022 r.	0,061	0,00	0,061
4	Gmina Miejska Ciechanów	Budynek wielorodzinny ul. Moniuszki 5/7	Umowa o przyłączenie nr 15/2022 z dnia 12 maja 2022 r.	0,038	0,00	0,038
5	Powiat Ciechanowski	Budynek użyteczności publicznej (rozbudowa), ul. Strażacka 5	Umowa o przyłączenie nr 3/2024 z dnia 30 kwietnia 2024 r.	0,155	0,00	0,155
6	SIM Północne Mazowsze Spółka z o.o.	Budynek wielorodzinny, ul. Opinogórska, bud. nr 1	Umowa o przyłączenie nr 4/2024 z dnia 19 września 2023 r.	0,075	0,055	0,13
7	SIM Północne Mazowsze Spółka z o.o.	Budynek wielorodzinny, ul. Opinogórska, bud. nr 2	Umowa o przyłączenie nr 5/2024 z dnia 19 września 2023 r.	0,075	0,055	0,13
8	Państwowa Uczelnia Zawodowa im. Ignacego Mościckiego w Ciechanowie	Budynek użyteczności publicznej, ul. Narutowicza	Wydane warunki przyłączenia	0,48	0,025	0,505
9	Gmina Miejska Ciechanów	Budynek użyteczności publicznej, Plac Jana Pawła II nr 6	Wydane warunki przyłączenia	0,155	0,00	0,155
10	Gmina Miejska Ciechanów	Budynek użyteczności publicznej, ul. Plac Jana Pawła II nr 6	Wydane warunki przyłączenia	0,155	0,00	0,155

11	Gmina Miejska Ciechanów	Budynek użyteczności publicznej, ul. Wodna 1	Wydane warunki przyłączenia	0,111	0,00	0,111
12	Powiat Ciechanowski	Hala sportowa, ul. Powstańców Warszawskich	Wydane warunki przyłączenia	0,056	0,035	0,091
13	Agencja Mienia Wojskowego	2 budynki koszarowe	Wydane warunki przyłączenia	0,500	0,100	0,600
14	Bank Polska Kasa Opieki SA	Budynek użyteczności publicznej, Plac Jana Pawła II nr 8	Wstępne uzgodnienia przyłączenia	0,244	0,00	0,244
15	Bank Polska Kasa Opieki SA	Budynek użyteczności publicznej, ul. Nadrzeczna 6	Wstępne uzgodnienia przyłączenia	0,047	0,041	0,088
<b>SUMA</b>				<b>2,692</b>	<b>0,465</b>	<b>3,157</b>

Powyższy wykaz zawiera obiekty istniejące i planowane, których przyłączenie do systemu ciepłowniczego jest usankcjonowane podpisaną umową lub co do których aktualnie prowadzone są rozmowy o możliwości przyłączenia z uwagi na ich potencjał energetyczny jak też korzystną lokalizację w stosunku do przewodów systemu przesyłowego.

Przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię ciepłą oszacowano na podstawie istniejącego współczynnika wykorzystania zamówionej mocy ciepłej z 2023 r. – 5 597,00 GJ/MW (Wnśr).

**Wzrost zapotrzebowania energii ciepłej dla obiektów, których przyłączenie jest uzgodnione lub w trakcie uzgodnień (2025-2030r.) – ok. 3,157 MW – ok. 17 669 GJ**

Przyrosty zapotrzebowania na ciepło związane z oddawaniem do użytku budynków wielorodzinnych są znikome i wynikają zarówno z małej liczby budynków jak również z faktu, iż podczas realizacji nowych budynków stosowane są nowe energooszczędne technologie ograniczające zużycie ciepła do niezbędnego minimum.

Ograniczenie zużycia ciepła w mieście wynika z następujących przyczyn:

- w coraz szerszym zakresie wdrażane są programy związane z termorenowacją istniejącej substancji mieszkaniowej,
- trwa dynamiczny proces wymiany stolarki budowlanej na bardziej energooszczędną,
- urynkowienie (wzrost) cen ciepła oraz indywidualne opomiarowanie spowodowało wśród społeczności miasta znaczne zainteresowanie jego oszczędzaniem (tak dla celów centralnego ogrzewania jak i ciepłej wody),
- szerokie stosowanie postępu technicznego stwarza dogodne warunki do oszczędzania ciepła (montaż regulatorów pogodowych, termostatycznych zaworów przygrzejnikowych, indywidualnych wodomierzy c.w. itp.), ocieplenie klimatu, wzrost średniej temperatury powietrza zewnętrznego.



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

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

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

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

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

W Planie Gospodarki Niskoemisyjnej zawarto prognozę zużycia energii elektrycznej do roku 2020. Została ona przeprowadzona w oparciu o „Politykę energetyczną Polski do 2030 roku” stanowiącą załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. W dokumencie tym oszacowano średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jako 2,68% rocznie.

*Tabela 10 Zużycie energii elektrycznej oraz emisja dwutlenku węgla [Mg CO<sub>2</sub>] w roku 2020 na terenie miasta Ciechanów – prognoza.*

Sektor	Zużycie MWh	MWh Emisja [Mg CO <sub>2</sub> ]
Przemysł	99 440,02	80 745,30
Handel i Usługi	14 998,29	12 178,61
Budynki mieszkalne	59 993,17	48 714,45
<b>Razem</b>	<b>174 431,48</b>	<b>1418,37</b>

W ramach strategii rozwoju Spółka rozważa podjęcie działań w zakresie pozyskania koncesji na obrót i dystrybucję energii elektrycznej z nowych źródeł kogeneracyjnych. Analizowane jest również utworzenie klastra energetycznego na terenie Gminy Ciechanów pod warunkiem dostosowania obecnego prawa do zasadności utworzenia klastra pod kątem taryf dystrybucji energii elektrycznej.

## 6. Realizacja strategii rozwoju spółki w latach 2015-2024

### Zestawienie inwestycji i modernizacji zrealizowanych w latach 2020-2024:

#### 1. 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 Witosa 3,
2. Wymiana zasuw sekcyjnych na sieci na zdalnie sterowane z doposażeniem w systemie 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.

#### 2. 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 550 KWe.

Modernizacja polegała na montażu agregatu kogeneracyjnego opalanego gazem ziemnym o mocy nominalnej 1,341 MW (0,648MWt oraz 0,530MWe) 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 m<sup>3</sup>/rok. W ten sposób zwiększony został udział energii cieplnej z kogeneracji gazowej kupowanej jako energia odpadowa od odbiorcy przemysłowego papierni Sofidel do ok. 15 %. Kogeneracja gazowa była pierwszym krokiem na drodze dywersyfikacji paliwowej.

### **3. Działania ograniczenie emisji pyłów PM 10 w źródłach węglowych Centralnej Ciepłowni**

- 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  $\leq 30$  mg/m<sup>3</sup>u na wylocie filtra. Koszt wykonania tej instalacji wyniósł netto 1 470 000,00 zł.
- 2021r. 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 nr1 i nr 2 została wykonana w technologii filtrów workowych w celu obniżenia emisji pyłu do poziomu  $\leq 100$  mg/m<sup>3</sup>u 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%.

### **4. Modernizacja źródła zastępowanie węgla paliwem gazowym i biomasą**

W roku 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:

1) budowę 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,

2) budowę dwóch instalacji kogeneracyjnych gazowych wytwarzających energię elektryczną na potrzeby ciepłowni oraz energię cieplną na potrzeby sieci ciepłowniczej:

nominalna moc 2,562MW (1,163MWc + 0,998MWe)

nominalna moc 4,778MW (2,379MWc + 1,998MWe)

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 MgCO<sub>2</sub>/rok.

Całociowy koszt inwestycji to 64 632 943,63 zł.

Poza budową nowych źródeł w ramach projektu finansowanego z programu POIiŚ 1.6.1 spółka poszerzyła także grono dostawców ciepła odpadowego z przemysłu na potrzeby sieci ciepłowniczej i zbudowała wspólnie z lokalną drukarnią nową instalację odzysku ciepła z procesu chłodzenia kondensatu pary wykorzystywanej do adsorpcji rozpuszczalnika na potrzeby systemu ciepłowniczego. Nakłady na instalację wyniosły po stronie Spółki 266 418,98 zł, a dostawca ciepła partycypował w kosztach budowy instalacji i wydała 169 000,00 zł. Instalacja odzysku ciepła przemysłowego z drukarni przeszła pomyślnie próby w 2022r i weszła w tryb normalnej pracy w 2023r. Instalacja może pracować w okresie od początku kwietnia do końca września z maksymalną mocą ok. 1 MWt. Moce dostępne okresowo w formie ciepła odpadowego z przemysłu zwiększyły się do ponad 3 MWt.

*Tabela 11 Charakterystyka i parametry zainstalowanych jednostek wytwórczych ciepła -stan na koniec 2023r.*

Lp	Charakterystyka i parametry zainstalowanych źródeł								Instalacje zbudowane w 2023			Instalacje panowane do budowy 2024/2025		Razem	razem kogeneracja + OZE+odpadowe	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13			14
1.	Nr kotła	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2.	Ilość szt.	KW 1	KW 2	KW 3	KP 1	KP 2	KG1	Odzysk ciepła odpadowego 1	Odzysk ciepła odpadowego 2	KG2	KG3	KPB	KWB	Farma PV		
3.	Rodzaj otrzymywanego czynnika	Goraca woda			Para technologiczna	Gorąca woda, energia elektryczna	Gorąca woda	Gorąca woda	Gorąca woda	Gorąca woda, energia elektryczna	Gorąca woda, energia elektryczna	Para, energia elektryczna	Gorąca woda	-		
4.	Rodzaj paliwa	węgiel miał typ 22			węgiel miał typ 22	gaz sieciowy typ E	ciepło odpadowe z przemysłu	ciepło odpadowe z przemysłu	ciepło odpadowe z przemysłu	gaz sieciowy typ E	gaz sieciowy typ E	biomasa	biomasa	stożce		
<b>stan na 2023rok</b>																
1	Moc nominalna [MW]	20	29	13,9	6,5	6,5		2,0	1,2	2,562	4,778	13			99,4	23,5
2	Moc znamionowa [MW]	17,1	23	12	5,27	5,27		2,0	1,2	1,163	2,379	11,1			80,5	17,8
3	Moc znamionowa elektryczna [MW]	-	-	-	-	-				0,999	1,998	1,1			4,1	4,1
<b>stan na 2024rok</b>																
1	Moc nominalna [MW]	20	29	13,9	6,5	6,5		2,0	1,2	2,562	4,778	13	9,3		108,7	32,8
2	Moc znamionowa [MW]	17,1	23	12	5,27	5,27		2,0	1,2	1,163	2,379	11,1	8		88,5	25,8
3	Moc znamionowa elektryczna [MW]	-	-	-	-	-				0,999	1,998	1,1			4,1	4,1
<b>stan na 2025 rok</b>																
1	Moc nominalna [MW]	20	29	13,9	6,5	6,5	1,288	2,0	1,2	2,562	4,778	13	9,3		110,0	34,1
2	Moc znamionowa [MW]	17,1	23	12	5,27	5,27	0,648	2,0	1,2	1,163	2,379	11,1	8		89,1	26,5
3	Moc znamionowa elektryczna [MW]	-	-	-	-	-	0,64			0,999	1,998	1,1		0,998	5,7	5,7

Realizacja budowy instalacji wysokosprawnej kogeneracji (biomasowej oraz gazowej) pozwoliła na uzyskanie przez system ciepłowniczy w Ciechanowie *statusu efektywnego systemu ciepłowniczego o którym mowa w art. 2 pkt. 41 i 42 dyrektywy 2012/27/UE*.

Ponadto budowa instalacji kogeneracyjnych pozwoliła na zwiększenie wytwarzania energii z odnawialnych źródeł oraz przyczynia się do zapewnienia niższego poziomu emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych emitowanych do powietrza, polepszenia efektywności energetycznej istniejącej ciepłowni.

W związku z produkcją energii elektrycznej przedsiębiorstwo zawarło umowę na autobilansowanie produkcji i zużycia (autokonsumpcja) energii elektrycznej. Dzięki temu ilość pobranej i wprowadzonej energii elektrycznej w każdej godzinie zostaje zbilansowana jako autokonsumpcja. Pozostała ilość energii, która się nie zbilansuje zostaje sprzedana w kontraktach, w tym do jednostek Gminy Miejskiej Ciechanów. Spółka jest koordynatorem Ciechanowskiego Klastra Energii utworzonego w 2023r.

## 5. Modernizacja sieci ciepłowniczej w celu zwiększenia 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.

Równolegle z budową nowych źródeł wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w latach 2021-2023 Elektrociepłownia Ciechanów realizowała projekt modernizacji sieci ciepłowniczej w ramach projektu 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. Projekt obejmował włączenie do systemu sterowania źródeł ciepłowniczych, przebudowę sieci magistralnej, rozgrupowanie węzłów grupowych

oraz budowę zdalnego sterowania systemem ciepłowniczym ze źródłami rozproszonymi ciepła i energii elektrycznej. Na jego realizację pozyskała finansowanie w ramach działania 1.5 Efektywna dystrybucja ciepła i chłodu oś priorytetowa I Zmniejszenie emisyjności gospodarki Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014 – 2020 oraz kapitału obcego w formie pożyczek i kredytów komercyjnych. W ramach realizowanych zadań inwestycyjnych zostały przebudowane oraz zbudowane ok. 4,83 km wyeksploatowanych odcinków sieci i przyłączy ciepłowniczych oraz zbudowano nowy odcinek sieciowy długości ok. 500 m. Budowa nowego odcinka sieci ciepłowniczej w technologii rur preizolowanych pozwoliła na wyłączenie z eksploatacji napowietrznego odcinka sieciowego długości ok. 1,13 km. Zakres przedsięwzięcia obejmuje również modernizację i budowę 33 nowoczesnych kompaktowych węzłów cieplnych. Dzięki realizacji projektu w sposób znaczący uległa poprawie sprawność przesyłu i dystrybucji energii cieplnej na terenie miasta. W efekcie realizacji projektu zmniejszy się zużycie energii pierwotnej o 23 734,99 GJ/rok a co za tym idzie zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 1892,95 MgCO<sub>2</sub>/rok. W ramach realizacji zadań polegających między innymi na likwidacji węzłów grupowych przebudowane zostały istniejące kanałowe przyłącza sieci ciepłowniczej na przyłącza w technologii preizolowanej. Zmiana technologii wykonania przyłączy ciepłowniczych niesie za sobą korzyści w postaci ograniczenia strat ciepła na przesyśle oraz co ważne dla odbiorców ciepła znacznie poprawiło bezpieczeństwo dostaw ciepła do budynków, maksymalnie ograniczając możliwość wystąpienia awarii. Ponadto rurociągi preizolowane wyposażone są w instalację alarmową sygnalizującą o awarii dając możliwość dostawcy na jej szybkie usunięcie. Każdy z wymienionych budynków został wyposażony w kompaktowy węzeł cieplny. Węzły zostały zaprojektowane indywidualnie dla każdego budynku, zostały dołączone do nowoczesnego system telemetrii Elektrociepłowni Over Control System oraz wyposażone w najwyższej klasy regulatory PID regulacji pogodowej ,działające w oparciu o pomiar temperatury zewnętrznej, dbające o komfort cieplny odbiorców oraz bezpieczeństwo dostaw.

Podsumowując w ramach projektu modernizacji sieci ciepłowniczej 1.5.1 zmodernizowano 4 888,0 mb istniejących sieci i przyłączy cieplnych, wybudowano 508,0mb sieci cieplnej. Ponadto wybudowano 33 szt. węzłów indywidualnych kompaktowych wymiennikowych dzięki likwidacji 5 szt. węzłów grupowych oraz modernizacji istniejącego węzła indywidualnego.

Koszt całkowity inwestycji 12 317 318,40 PLN

Tabela 12 Szczegółowy zakres realizacji zadań w ramach modernizacji sieci ciepłowniczej w latach 2020-2023 projekt pn. „Modernizacja systemu ciepłowniczego PEC w Ciechanowie Sp. z o.o. w celu ograniczenia strat przesyłu i dystrybucji ciepła”

Lp.	Nr Zadania	Wyszczególnienie (kontrakt/obiekt / element odrębnego odbioru / element rozliczenia) oraz nazwa zadania	Termin rozpoczęcia	Termin zakończenia	Finansowanie	Całkowita wartość projektu (PLN brutto)	Realizacja			
							2020	2021	2022	2023
						Razem 2020	Razem 2021	Razem 2022	Razem 2023	
1	2	3	4	5	6	7	15	20	25	30
1					Całkowity koszt realizacji projektu (wk+ wnkc)	12 317 318,4	5 157 605,25	2 843 716,95	2 183 994,14	2 132 002,05
2	1.	DOKUMENTACJA TECHNICZNA - projekty budowlane, wykonawcze, powykonawcze, inwentaryzacje i instrukcje obsługi	01.07.2020	31.12.2023	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnkc) <sup>6)</sup>	492 000,00	172 200,00	166 050,00	104 550,00	49 200,00
	2.	Przebudowa odcinka osiedlowej sieci kanałowej wzdłuż ul. Sikorskiego wraz z przyłączami, odcinek od komory K-13/0 do K14/3, na sieć preizolowaną. Zakres średnic: Dn350/500 - Dn65/140, łączna dł. sieci ok. 795,0 mb.	01.07.2020	31.12.2023	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnkc)	3 375 335,25	3 037 085,25	0,00	0,00	338 250,00
	3.	Przebudowa odcinka sieci ciepłowniczej kanałowej wzdłuż ul. Robotniczej wraz z przyłączami (odcinek od ul. Mazowieckiej komora K-4/D do komory K-4/4/D, L=267mb, od komory K-4/4/D do bud. Robotnicza 1, L = 270 mb) na sieć preizolowaną. Zakres średnic: Dn150/250 - Dn25/90, łączna dł. sieci ok. 618,0 mb.	01.07.2020	31.12.2023	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnkc)	1 096 059,15	0,00	0,00	985 359,15	110 700,00
	4.	Przebudowa sieci kanałowej w ul. Mleczarskiej od komory NK-25 do komory K1/D, na sieć preizolowaną 2xDN200/315, długość ok. 105mb	01.07.2020	31.12.2023	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnkc)	258 300,00	0,00	0,00	0,00	258 300,00
	5.	Przebudowa kanałowej zewnętrznej instalacji odbiorczej na zewnętrzną instalację odbiorczą z rur preizolowanych za węzłem grupowym przy ul. 17 Stycznia 23A. Zakres średnic: Dn100/200 - Dn40/110, łączna dł. sieci ok. 287mb.	01.07.2020	31.12.2023	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnkc)	263 644,35	0,00	237 199,35	0,00	26 445,00

	6.	Przebudowa kanałowej zewnętrznej instalacji odbiorczej na zewnętrzna instalację odbiorczą z rur preizolowanych za węzłem grupowym przy ul. Narutowicza 4A do budynku jednorodzinnego przy ul. Narutowicza 4. Zakres średnic 2xDN25, łączna długość ok. 51 mb	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	28 542,15	0,00	25 688,55	0,00	2 853,60
	7.	Przebudowa kanałowej zewnętrznej instalacji odbiorczej na zewnętrzna instalację odbiorczą z rur preizolowanych za węzłem grupowym przy ul. Okrzei 18A. Zakres średnic: Dn100/200 - Dn32/110, łączna dł. sieci ok. 303mb.	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	321 614,25	0,00	289 634,25	0,00	31 980,00
	8.	Przebudowa kanałowej zewnętrznej instalacji odbiorczej na zewnętrzna instalację odbiorczą z rur preizolowanych za węzłem grupowym przy ul. 11 Pułku Ułanów Legionowych 20. Zakres średnic: Dn100/200 - Dn50/125, łączna dł. sieci ok. 136mb.	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	142 815,30	0,00	128 055,30	0,00	14 760,00
10	9.	Przebudowa kanałowej zewnętrznej instalacji odbiorczej na zewnętrzna instalację odbiorczą z rur preizolowanych za węzłem grupowym przy ul. Armii Krajowej 2. Odcinki zewnętrznej instalacji odbiorczej do budynków ul. Armii Krajowej 10, 12, ul. Sikorskiego 9, ul. Smorawińskiego 5: zakres średnic Dn125/225 - Dn65/140 łączna dł. sieci ok. 144mb	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	170 742,45	0,00	0,00	0,00	170 742,45
11	10.	Węzeł grupowy przy ul. Armii Krajowej 20 - modernizacja sieci ciepłej wraz z przyłączami do budynków przy ul. Sikorskiego 4,6, Armii Krajowej 16, 18A, 18B, 20 - przyłącza ciepłe - 6 szt, zakres średnic 2xDn 80/160 - 2xDn50/125mm, łączna długość ok. 350mb	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	315 402,75	283 422,75	0,00	0,00	31 980,00
12	11.	Węzeł grupowy przy ul. Batalionów Chłopskich 5 - modernizacja sieci ciepłej wraz z przyłączami do budynków przy ul. Bat. Chłopskich 3, 5, 7, 9, 11,13, Sikorskiego 12, 14, 16 - przyłącza ciepłe - 9 szt, zakres średnic 2xDN80/160-2xDN32/110 L=620 mb	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	531 452,25	478 562,25	0,00	0,00	52 890,00
					Razem wnk:	99 377,25	89 487,25	0,00	0,00	9 890,00
13	12.	Węzeł grupowy przy ul. Batalionów Chłopskich 17 - modernizacja sieci ciepłej wraz z przyłączami do budynków przy ul. Bat. Chłopskich 17B, 25, 25A, 27, i Gwardii Ludowej 18, 20, przyłącza ciepłe - 6 szt, zakres średnic 2xDN100/200-2xDN25/90 L=680 mb	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	726 007,50	0,00	653 437,50	0,00	72 570,00



14	13.	Węzeł grupowy przy ul. Powstańców Wielkopolskich 12 - modernizacja sieci ciepłej wraz z przyłączami do budynków przy ul. Powstańców Wielkopolskich 6, 8, 10, 12, 14, 16, przyłącza ciepłe - 6szt, zakres średnic 2xDN65/140-2xDN32/110 L=205 mb	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	163 467,00	0,00	147 477,00	0,00	15 990,00
15	14.	Modernizacja grupowego węzła ciepłego w budynku przy ul. 17 Stycznia 60A - przebudowa przyłącza sieci ciepłej do budynku Kraszewskiego 8 - 2xDn32 L=32mb	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	23 616,00	0,00	0,00	21 279,00	2 337,00
16	15.	Wymiana izolacji termicznej na kanałowej sieci ciepłowniczej 2xDN250 w ul. Mazowieckiej L=500m	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	492 000,00	0,00	0,00	0,00	492 000,00
17	16.	Budowa odcinka sieci ciepłowniczej 2*DN150 L=508m od ul. Mazowieckiej do ul. Tysiąclecia w celu wyłączenia z ruchu wyeksploatowanej sieci napowietrznej sieci ciepłowniczej od komory NKS-1 do komory K5/S (Dn200 dł. ok. 1130mb).	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	937 259,99	0,00	0,00	843 779,99	93 480,00
18	17.	Modernizacja węzła grupowego ul. Armii Krajowej 20 - budowa indywidualnych węzłów dwufunkcyjnych w budynkach przy ul. Sikorskiego 4, 6, Armii Karjowej 16, 18a, 18b, 20 - łącznie 6 szt. węzłów.	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	485 850,00	437 265,00	0,00	0,00	48 585,00
					Razem wnk:	90 850,00	81 765,00	0,00	0,00	9 085,00
19	18.	Modernizacja węzła grupowego ul. Batalionów Chłopskich 5 - budowa indywidualnych węzłów dwufunkcyjnych w budynkach przy ul. Batalionów Chłopskich 3, 5, 7, 11, 13, Sikorskiego 12, 14, 16 - łącznie zostanie wybudowanych 8 szt. węzłów.	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	658 050,00	590 400,00	0,00	0,00	67 650,00
20	19.	Modernizacja węzła grupowego ul. Batalionów Chłopskich 17 - budowa indywidualnych węzłów dwufunkcyjnych w budynkach przy ul. Batalionów Chłopskich 9, 17B, 21, 23, 25, 27, 29 oraz przy ul. Gwardii Ludowej 18, 20 (razem 9szt), oraz jednofunkcyjnego węzła ciepłego w budynku przy ul. batalionów Chłopskich 25a (1szt) - łącznie zostanie wybudowanych - 10 szt. węzłów.	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	824 100,00	0,00	741 690,00	0,00	82 410,00
21	20.	Modernizacja węzła grupowego przy ul. Powstańców Wielkopolskich 12 - budowa indywidualnych węzłów dwufunkcyjnych w budynkach przy ul. Powstańców	01.07.2020	31.1 2.20 23	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	461 250,00	0,00	415 125,00	0,00	46 125,00

		Wielkopolskich 6, 8, 10, 12, 14, 16 - łącznie zostanie wybudowanych 6 szt. węzłów.								
22	21.	Modernizacja węzła grupowego ul. 17 Stycznia 60A - budowa indywidualnych węzłów dwufunkcyjnych w budynkach przy ul. 17 Stycznia 60A oraz Kraszewskiego 8 - łącznie zostanie wybudowanych 2 szt. węzłów.	01.07.2020	31.12.2023	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	147 600,00	0,00	0,00	132 840,00	14 760,00
					Razem wk:	120 000,00	0,00	0,00	108 000,00	12 000,00
23	22.	Modernizacja węzła indywidualnego ul. Sienkiewicza 13 A - budowa indywidualnego węzła dwufunkcyjnego: 1 szt.	01.07.2020	31.12.2023	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	55 350,00	0,00	0,00	49 815,00	5 535,00
24	23.	Inżynier kontraktu (Inwestor Zastępczy)	01.07.2020	31.12.2023	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	344 400,00	157 440,00	39 360,00	46 371,00	101 229,00
25	24.	Promocja projektu	01.07.2020	31.12.2023	Razem wydatki w ramach zadania (wk+ wnk)	2 460,00	1 230,00	0,00	0,00	1 230,00
					Razem wk:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					Razem wnk:	2 460,00	1 230,00	0,00	0,00	1 230,00

### Skala zrealizowanych przedsięwzięć i nakładów inwestycyjnych w latach 2021-2023

Elektrociepłownia Ciechanów pozyskała na realizowane projekty finansowanie w formie dotacji, bez którego nie byłaby możliwa taka ogromna skala transformacji systemu ciepłowniczego. Inwestycje sieciowe zostały w 85 % sfinansowane dotacją, jako odtworzeniowe. Inwestycje w odtworzenie mocy ciepłowniczych w źródłach innych niż węglowe zostały zrealizowane z wykorzystaniem dotacji na poziomie niemal 40 %. Koszt realizacji projektu pn. „Modernizacja systemu ciepłowniczego PEC w Ciechanowie Sp. z o.o. poprzez budowę instalacji wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w wysokosprawnej kogeneracji” ( 3 zadania) to 52,5 mln PLN netto, w tym dotacja 20,2 mln PLN. Koszt realizacji projektu pn. „Modernizacja systemu ciepłowniczego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o. w celu ograniczeń strat przesyłu i dystrybucji ciepła” wyniósł 12,9 mln PLN , w tym 8,51mln PLN stanowiła dotacja z środków unijnych programu POiŚ. Model finansowy zrealizowanych projektów przedstawia poniższa tabela.

Tabela 13 Struktura finansowania inwestycji zrealizowanych w latach 2021-2023 r.

Nazwa zadania	Efekt planowany	Nakłady netto	Nakłady brutto	Środki własne (w tym VAT)	Dotacje, środki bezzwrotne	Finansowanie
---------------	-----------------	---------------	----------------	---------------------------	----------------------------	--------------

INWESTYCJE W MODERNIZACJĘ I ROZWÓJ ŹRÓDEŁ CIEPŁA						
Budowa źródła rozproszonej kogeneracji gazowej II etap silnik 0,999MWe	Efektywna sieć ciepłownicza, ograniczenie zużycia węgla i kosztów EUA, przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	5 193 775	6 388 343	4 336 058	2 052 285	POIŚ 1.6.1 - dotacja + pożyczka NFOŚiGW
Budowa źródła rozproszonej kogeneracji gazowej II etap silnik 1,998 MWe	Efektywna sieć ciepłownicza, ograniczenie zużycia węgla i kosztów EUA, przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	7 094 238	8 725 913	5 912 913	2 813 000	POIŚ 1.6.1 - dotacja + pożyczka NFOŚiGW
Kocioł parowy biomasowy wysokotemperaturowy o mocy zainstalowanej 13 MWt z turbiną o mocy 1,1 MWe	Efektywna sieć ciepłownicza, ograniczenie zużycia węgla i kosztów EUA, przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	39 797 096	48 950 428	34 934 699	14 015 729	POIŚ 1.6.1 - dotacja + pożyczka NFOŚiGW + kredyt inwestycyjny bank
Modernizacja sieci ciepłowniczej	5 zadań, w tym rozgrupowanie węzłów, wymiana magistrali w ul. Sikorskiego	10 801 842	12 930 600	4 420 332	8 510 268	POIŚ 1.5.1 - dotacja + pożyczka NFOŚiGW + kredyt inwestycyjny bank
Instalacja odzysku ciepła odpadowego z BPC Sp. z o.o.	Ograniczenie zużycia węgla i kosztów EUA, efektywna sieć ciepłownicza	268 053	329 705	329 705	0	-
SUMY		63 155 003	77 324 989	49 933 707	27 391 282	-

## 7. Inwestycje planowane do realizacji w latach 2024-2030

### 7.1. Plan modernizacji i wymiany źródeł energii

W związku z zakończeniem w roku 2023 inwestycji pn.: „Modernizacja systemu ciepłowniczego PEC w Ciechanowie Sp. z o.o. poprzez budowę instalacji wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w wysokosprawnej kogeneracji” plan pracy istniejących źródeł ciepła w Centralnej Ciepłowni uległ istotnej zmianie w stosunku do lat poprzednich.

Kocioł parowy biomasowy wraz z kogeneracją gazową będą źródłami pracującymi w podstawie, ograniczając do niezbędnego minimum pracę istniejących kotłów węglowych.

Podstawowym celem przebudowy systemu ciepłowniczego miasta jest zmniejszenie zużycia energii pierwotnej, poprawa sprawności przesyłu i dystrybucji energii ciepłej, a także redukcja emisji gazów cieplarnianych oraz pozostałych zanieczyszczeń do atmosfery poprzez zmniejszenie strat ciepła na przesyśle (sieci ciepłownicze) oraz dystrybucji (węzły ciepłownicze).

Przedsiębiorstwo planuje rozpoczęcie w 2024r. kolejnych etapów modernizacji Centralnej Ciepłowni mających na celu ograniczenie zużycia węgla i dostosowanie godzin pracy kotłów węglowych do standardu dla źródeł szczytowych do 2030r. Kolejna inwestycja będzie polegała na budowie kotłowni bazującej na produkcji energii ciepłej ze spalania biomasy

Projekt polega na budowie kotła opalanego biomasą o mocy znamionowej ok. 8,0 MWt

w istniejącej ciepłowni w miejscu kotła KP3. Projektowany kocioł pracować będzie w sezonie grzewczym przez min. 3 624 godz./rok i będzie produkował ok.104 371 GJ/rok.

Budowę nowego źródła ciepła przewiduje się na lata 2024-2025.

W wyniku realizacji inwestycji Spółka osiągnie wymierny efekt w postaci:

Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej - 114 808,0 GJ/rok

zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> - 12 899,0 Mg CO<sub>2</sub>/rok

zmniejszenie emisji pyłów -

4,72 Mg pyłu/rok

dotatkowa zdolność wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych – 8,0 MW

Planowany całościowy koszt inwestycji to 26 802 000,00zł.

Planowany jest także remont uruchomionego w 2018 r. agregatu kogeneracyjnego opalanego gazem ziemnym o mocy nominalnej 1,341 MW (0,648MWt oraz 0,530MWe) w zabudowie kontenerowej, który musiał ze względów technicznych być tymczasowo, w 2023, wyłączony z sieci. Po dostosowaniu technicznym w ramach remontu oraz formalno-prawnym do nowych standardów współpracy z siecią ee zostanie on włączony do innego punktu wprowadzenia mocy do sieci elektroenergetycznej zgodnie z posiadanymi warunkami przyłącza. W przypadku problemów z dostosowaniem formalno- prawnym od strony włączenia do sieci ee agregat będzie pracował na wyspie z podłączeniem do jednej z pomp obiegowych.

Przedsiębiorstwo planuje również budowę instalacji paneli fotowoltaicznych o mocy 984,6k Wp. wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną tj. montażem urządzeń do przetwarzania energii, budową doziemnych instalacji elektrycznych, kontenerowej stacji transformatorowej oraz rozdzielnic elektrycznych wraz z zabezpieczeniami.

Instalacja farmy fotowoltaicznej o mocy ok. 984,6kWp produkować będzie ok. 1 031,086MWh/rok.

Budowa instalacji fotowoltaicznej będzie realizowana na działce o nr ewid. 84/3 oraz 84/5 obręb 0090 Niechodzin-Bielin w Ciechanowie. Realizacja zadania planowana jest na rok 2025.

W związku z powyższymi planami modernizacji oraz budowy kolejnych źródeł produkcji energii cieplnej oraz elektrycznej opracowano na podstawie trzech poprzedzających lat wykresy obciążeń cieplnych dla Centralnej Ciepłowni.

Na podstawie danych z okresu:

- od 01.04.2020 do 31.03.2021r.

- od 01.09.2021 – 31.08.2022r.

- od 01.09.2022 do 31.08.2023r.

Wykres 6 prezentuje analizę obciążeń cieplnych dla Centralnej Ciepłowni uwzględnia pracę nowych źródeł kogeneracyjnych (biomasowych i gazowych) wraz z planowaną energią cieplną uzyskaną z kondensacji oraz planowanego kotła biomasowego o mocy 8,0 MW (wraz z kondensacją ), zakupem energii cieplnej o mocy 1,0 MW oraz przy założeniu ograniczenia czasu pracy kotłów węglowych do 500 godzin w ciągu roku.

Na podstawie wykresu oszacowano moc cieplną budowy nowego źródła ciepła zastępującego do 2030r. moce istniejących kotłów węglowych.

Analiza potrzeb w zakresie budowy nowych mocy cieplnych w celu wymiany mocy węglowych do 2030 roku , z uwzględnieniem założeń Planu neutralności klimatycznej, celu utrzymania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego oraz ograniczenia potrzeb wykorzystania źródeł na węgiel maksymalnie do 500 h/a opiera się na obciążeniach cieplnych systemu w latach 2022-2023 oraz umów z odbiorcami i prognoz zapotrzebowania na ciepło z uwzględnieniem fali renowacji oraz kierunków i skali rozwoju miasta.



Lp.	Wyszczególnienie	01.04.2020 - 31.03.2021		01.09.2021 - 31.08.2022		01.09.2022 - 31.08.2023	
1.	Sezon	01.04.2020 - 31.03.2021		01.09.2021 - 31.08.2022		01.09.2022 - 31.08.2023	
2.	min temperatura w sezonie	-12 °C		-16 °C		-13 °C	
3.	max zapotrzebowanie na moc cieplną	55,4 MW		48,7 MW		45,3 MW	
4.	Średnie zapotrzebowanie na cwu	3,5MW		3,5MW		3,6MW	
5.	Moc cieplna nowego źródła [MW]	16,2		11,9		10,2	
6.	<b>Źródła</b>	[GJ/rok]	[godz/rok]	[GJ/rok]	[godz/rok]	[GJ/rok]	[godz/rok]
6.1	kogeneracja 2,379MWt	74 835		73 974	8 760	74 937	8 760
6.2	kogeneracja 1,16M3Wt	36 054		31 078	8 250	34 434	8 696
6.3	Zakup 1,0MWt	25 473		22 851	6 810	25 406	7 511
6.4	Kocioł parowy biomasa 9,5MW	185 472	6 100	184 184	5 946	187 318	6 370
	kondensacja 2,6MW	27 966	3 210	18 646	2 194	17 470	2 207
6.5	kocioł wodny biomasa 8,0MW	104 719	4 740	100 975	4 398	92 886	3 954
	kondensacja 2,0MW	9 175	1 450	0	0	175	132
6.6	<b>Nowe źródło ciepła</b>	<b>83 477</b>	<b>2 970</b>	<b>73 934</b>	<b>2 620</b>	<b>66 513</b>	<b>2 428</b>
6.7	kotły węglowe	12 842	500	6 260	500	6 215	500
	<b>Razem</b>	<b>560 013</b>		<b>511 902</b>		<b>505 354</b>	

Z analiz wynika , ze moc cieplna jako **suma mocy nowych źródeł rozproszonych zastępująca istniejące źródła węglowe musi być większa lub co najmniej równa wynosi ok.16,2 MW.** Natomiast czas ich pracy jest krótszy niż 3000 h/a, co istotnie wpływa na efekt analizy zwrotu z inwestycji, która powinna być postrzegana jako odtworzeniowa w zakresie mocy a nie oceniona z punktu widzenia rozwoju i rentowności. W analizie finansowej uwzględnia się poziom cen ciepła akceptowalny dla odbiorców i konkurencyjny w stosunku do innych rozwiązań w zakresie realizacji dostaw ciepła oferowanych na rynku.

Tabela 15 Prognoza zapotrzebowania na moc i energię cieplną w latach 2025-2030

L.p.	Moc zamówiona 2023 r.	Prognoza mocy 2024 - 2030 r. [MW]						
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>A</b>	<b>Moc zamówiona na ogrzewanie (c.o. c.t. i c.went) - w wodzie</b>							
1	Planowane zmniejszenie mocy c.o. w wyniku procesów termomodernizacyjnych (rocznie)	-0,5	-0,5	-0,7	-1,0	-1,0	-1,2	-1,2
2	j.w. lecz narastająco	-0,52	-1,02	-1,72	-2,72	-3,72	-4,92	-6,12
3	Planowana korekta mocy c.o., c.t., c.went. w wyniku działań optymalizacyjnych odbiorców (rocznie)	-0,2	-0,2	-0,2	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25
4	j.w. lecz narastająco	-0,2	-0,4	-0,6	-0,85	-1,1	-1,35	-1,6
5	Planowane odłączenia odbiorców –na c.o.,c.t. c.went. założono 80% średniej wieloletniej (rocznie)	0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15
6	j.w. lecz narastająco	-0,18	-0,33	-0,48	-0,63	-0,78	-0,93	-1,08

7	Planowane przyłączenia nowych odbiorców w zakresie c.o., c.t., c.went (rocznie)		1,55	2,8	1,50	1,50	1,20	1,00	1,00
8	j.w. lecz narastająco		1,55	4,35	5,85	7,35	8,55	9,55	10,55
9	Suma przyrostów mocy na c.o.,c.t., c.went (rocznie)		1	1,95	0,45	0,1	-0,2	-0,6	-0,6
10	j.w. lecz narastająco		1	2,95	3,4	3,5	3,3	2,7	2,1
<b>Planowana moc zamówiona przez odbiorców na cele c.o.,c.t. c.went - stan na koniec roku</b>			<b>65,082</b>	<b>67,032</b>	<b>67,482</b>	<b>67,582</b>	<b>67,382</b>	<b>66,782</b>	<b>66,182</b>
L.p.		Moc zamówiona 2023 r.	Prognoza mocy 2024 - 2030 r. [MW]						
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
B	Moc zamówiona na c.c.w. - w wodzie								
1	Planowana korekta mocy c.c.w. w wyniku działań optymalizacyjnych odbiorców (rocznie)	11,182	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
2	j.w. lecz narastająco		-0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,7	-0,8	-0,9
3	Planowane odłączenia odbiorców- w zakresie c.c.w. założono 15% mocy całkowitej wg. średniej wieloletniej (rocznie)		0	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05
4	j.w. lecz narastająco		-0,05	-0,1	-0,15	-0,2	-0,25	-0,3	-0,35
5	Planowane przyłączenia nowych odbiorców w zakresie c.c.w. (rocznie)		0,49	0,51	0,40	0,35	0,35	0,30	0,30
6	j.w. lecz narastająco		0,49	1,00	1,40	1,75	2,10	2,40	2,70
7	Planowana realizacja programu c.c.w. dla przyłączonych do sieci odbiorców (rocznie)		0	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
8	j.w. lecz narastająco		0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
9	Suma przyrostów mocy na c.c.w. ( rocznie)		0,39	0,41	0,30	0,25	0,25	0,20	0,20
10	j.w. lecz narastająco		0,39	0,80	1,10	1,35	1,60	1,80	2,00

<b>Planowana moc zamówiona przez odbiorców na cele c.c.w. - stan na koniec roku</b>		11,572	11,982	12,282	12,532	12,782	12,982	13,182
<b>C</b>	<b>Moc zamówiona na cele c.o.c.t. c.went oraz c.c.w. łącznie - w wodzie</b>							
<b>Planowana moc zamówiona przez odbiorców na cele c.o. i c.c.w. - stan na koniec roku</b>	75,264	76,654	79,014	79,764	80,114	80,164	79,764	79,364
<b>D</b>	<b>Moc zamówiona w parze technologicznej</b>							
<b>Planowana moc zamówiona w parze - stan na koniec roku</b>	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>E</b>	<b>Całkowita moc zamówiona w systemie PEC przez Odbiorców ciepła łącznie w wodzie i parze:</b>							
<b>Całkowita planowana moc zamówiona przez odbiorców w systemie ciepłowniczym EC Ciechanów - stan na koniec roku</b>	75,264	76,654	79,014	79,764	80,114	80,164	79,764	79,364

Na zlecenie w I kw. 2024r. Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. wykonano opracowanie pt. *Suplement - koncepcja techniczno-ekonomiczna. Budowa źródła ciepła o mocy do 20MWt, zastępującego do 2030 roku moce jednostek na paliwo węglowe w systemie ciepłowniczym miasta Ciechanowa.*, które zostało zaktualizowane szczegółowym Studium Wykonalności dla wybranego wariantu III w nieco zmienionym zakresie realizacji. Na podstawie przedstawionej w opracowaniu analizy techniczno-ekonomicznej wybrano do realizacji zmodyfikowany wariant III, który pozwala na uzupełnienie ograniczanych mocy źródła wykorzystującego węgiel. Koncepcja uzupełnienia mocy po ograniczeniu czasu pracy źródeł węglowych do maksymalnie 500 h/rok przewiduje budowę źródeł rozproszonych w kogeneracji na paliwo gazowe z maksymalizacją ich wykorzystania do min 4000 h pracy na rok. Będą to źródła back up-owe do uruchomionych w 2023r. W uaktualnionym zakresie projektu jest: budowa instalacji kogeneracji składającej się z silnika o mocy 2,379MW<sub>c</sub>+1,998MW<sub>e</sub> oraz silnika o mocy 1,163MW<sub>c</sub>+0,999MW<sub>e</sub> zlokalizowanych na działce o nr. geod. 789/1 przy ul. Augustańskiej w Ciechanowie. Ponadto wariant zakłada budowę instalacji kogeneracyjnej w wariantcie - silnik gazowy o mocy cieplnej 1,163MW<sub>c</sub>+0,998MW<sub>e</sub> opalany gazem ziemnym zlokalizowany na działce o nr. geod. 4302/24 przy ul. Opinogórskiej. Paliwem zastosowanym w obu instalacjach jest gaz ziemny sieciowy. Modyfikacja w stosunku do założeń *Suplementu..* polega na zmianie mocy zainstalowanych jednostek kogeneracji i ich ilości. Zmiany założeń wynikają między innymi z potrzeby uelastyczenia pracy funkcjonującego systemu oraz formuły wsparcia operacyjnego dla jednostek kogeneracji i doświadczeń w zakresie rozliczeń różnych form wsparcia dla różnych jednostek kogeneracji. Jednostki poniżej 1 MWe objęte są premią kogeneracyjną i nie muszą brać udziału w aukcjach energii z kogeneracji, gdzie cena aukcyjna korygowana jest o przyznaną pomoc publiczną. Celem inwestycji w proponowanej konfiguracji mocy jest także budowa jednostek bliźniaczych do istniejących od 2023 r. co



zwiększy możliwości kontraktowania długoterminowego sprzedaży energii elektrycznej oraz zakupu gazu.

Zakładana produkcja energii cieplnej i elektrycznej w nowym źródle ciepła zlokalizowanym przy ul. Augustiańskiej to ok. 30 269,85 GJ/rok energii cieplnej oraz 7 120,87 MWh/rok energii elektrycznej. Instalacja kogeneracyjna zlokalizowana przy ul. Opinogórskiej 1x1,163MWc+0,999MWe produkować będzie ok. 10 359,82 GJ/rok energii cieplnej oraz 2 471,93 MWh/rok energii elektrycznej,

Ewentualnie dopełnieniem dla pokrycia mocy w sezonie oraz mocy zamówionej będzie budowa nowego źródła w oparciu o kocioł wodny o mocy cieplnej paleniska ok. 7,6 MWt i mocy cieplnej ok. 7,0 MWt również w lokalizacji ul. Augustiańskiej. W kotłowni gazowej zlokalizowanej przy ul. Augustiańskiej kocioł może produkować ok. 13 501,9 GJ/rok energii cieplnej. Zakłada się pracę nowego źródła ciepła w sezonie grzewczym ok. 2500-3000 godzin/ rok. Jest to jednak opcja ostateczna w kontekście Planu neutralności klimatycznej. Co prawda najmniej nakładowa jednak konieczna do realizacji w 100 % z środków własnych lub kredytu komercyjnego, ponieważ na tego typu źródła nie będzie możliwości pozyskania wsparcia w formie preferencyjnych pożyczek, kredytów czy dotacji. Rozważane więc są inne, alternatywne rozwiązania uwzględniające magazynowanie ciepła oraz budowa kotła elektrodowego współpracujących z farmą PV do decyzji latach 2028-2029. Przewidywane nakłady finansowe na realizację przedsięwzięć : kogeneracje przy ul. Augustiańskiej, kogeneracja przy ul Opinogórskiej bez kotła olejowo-gazowego razem wynoszą ok. 29 532 mln. zł.

Poniższe zestawienia w tabelach prezentują założenia uwzględniające opisane wyżej inwestycje bez uwzględnienia kotłowni olejowo-gazowej oraz magazynu ciepła czy kotła elektrodowego.

Tabela 16 Charakterystyka źródła ciepła systemowego do 2030 roku

Wyszczególnienie	Rok	Moc nominalna	Moc zamówiona	Rodzaj opatu	Rodzaj energii	Zużycie opatu	WU	Energia w paliwie	Produkcja energii cieplnej	Produkcja energii elektrycznej	Potrzeby własne PEC[Gj/rok]		Sprawność produkcji	Zakup energii	Energia dostarczona do sieci	Sprzedaż energii	Straty ciepła	Sprawność przesyłu
		MW	MW			Mg, m3/rok	Gj/Mg, m3	Gj/rok	Gj/rok	MWh/rok	zużycie w CC	cele admin.	%	Gj/rok	Gj/rok	Gj/rok	Gj/rok	%
Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. ul. Tysiąclecia 18	2028	69,400	76,167	miał	energia cieplna	2 508,13	22,04	55 273,91	48 147,05	0,00	6 497,51	2 797,50	87,11%	25 450,00	492 270,49	420 495,35	71 775,14	85,42%
		7,340		gaz kogeneracja	energia cieplna/elek.	3 333 688,90	0,037	123 853,21	63 481,18	14 948,41			94,71%					
		1,341		gaz kogeneracja	energia cieplna/elek.	421 675,65	0,037	15 666,09	8 242,56	1 831,68			94,71%					
		13,000		biomasa	kondensacja	25 044,15	11,140	278 985,91	0,00	-			86,00%					
		9,300		biomasa	energia cieplna/elek.	10 894,47	11,140	121 361,86	208 419,34	6 703,55			86,00%					
		2,562		gaz kogeneracja	energia cieplna/elek.	556 221,80	0,037	20 335,47	10 359,82	2 471,93			94,71%					
1x silnik gazowy ul. Opinogórska		7,340	gaz kogeneracja	energia cieplna/elek.	1 615 400,40	0,037	59 059,04	30 296,85	7 120,87			94,71%						
<b>2x silnik gazowy ul. Augustiańska</b>		<b>7,340</b>	<b>gaz kogeneracja</b>	<b>energia cieplna/elek.</b>	<b>1 615 400,40</b>	<b>0,037</b>	<b>59 059,04</b>	<b>30 296,85</b>	<b>7 120,87</b>			<b>94,71%</b>						
		<b>110,283</b>	<b>76,167</b>					<b>674 535,50</b>	<b>473 318,00</b>	<b>33 076,43</b>	<b>6 497,51</b>	<b>2 797,50</b>	<b>87,82%</b>	<b>25 450,00</b>	<b>492 270,49</b>	<b>420 495,35</b>	<b>71 775,14</b>	

Tabela 17 Bilans mocy, energii i opału w systemie ciepłowniczym do 2030 roku

Miesiąc	Ilość opału							Energia chemiczna w paliwie								Wartość opałowa			
	Miał - energia wodna	Biomasa kocioł wodny	Gaz kocioł 7,0 MW - Augustiańska	Gaz kogeneracja - Augustiańska	Gaz kogeneracja - Opinogórska	Gaz kogeneracja	Biomasa kocioł parowy	Razem	Gaz kocioł 7,0 MW - Augustiańska	Gaz kogeneracja - Augustiańska	Gaz kogeneracja - Opinogórska	Miał - energia wodna	Biomasa kocioł wodny	Gaz kogeneracja	Biomasa kocioł parowy	Miał	Gas	Gas	Biomasa
	Mg	Mg	m3	m3	m3	m3	Mg	Gj	Gj	Gj	Gj	Gj	Gj	MWh	Gj	Gj/Mg	Gj/m3	kWh/m3	Gj/Mg
I	1 006,10	2 236,61	0,00	455 249,20	150 519,77	476 335,49	3 094,41	121 402,41	0,00	16 643,91	5 503,00	22 172,32	24 915,35	4 915,78	34 471,01	22,04	0,037	10,320	11,140
II	254,47	2 020,17	0,00	411 192,83	135 953,34	430 238,87	1 887,50	85 126,34	0,00	15 033,21	4 970,45	5 607,96	22 504,19	4 440,07	21 026,30	22,04	0,037	10,320	11,140
III	421,76	1 773,47	0,00	0,00	0,00	476 335,49	3 094,41	81 218,46	0,00	0,00	0,00	9 294,63	19 756,00	4 915,78	34 471,01	22,04	0,037	10,320	11,140
IV	0,00	463,15	0,00	0,00	0,00	493 215,82	2 994,59	56 842,34	0,00	0,00	0,00	0,00	5 159,35	5 089,99	33 359,04	22,04	0,037	10,320	11,140
V	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 513,08	27 995,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27 995,16	22,04	0,037	10,320	11,140
VI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	106 906,14	966,22	14 735,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 103,27	10 763,45	22,04	0,037	10,320	11,140
VII	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	148 121,80	720,40	13 528,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 528,62	8 025,11	22,04	0,037	10,320	11,140
VIII	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111 686,26	888,40	14 045,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 152,60	9 896,56	22,04	0,037	10,320	11,140
IX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 177,19	13 113,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13 113,58	22,04	0,037	10,320	11,140
X	0,00	112,33	0,00	0,00	0,00	509 654,95	3 094,41	54 657,07	0,00	0,00	0,00	0,00	1 251,36	5 259,64	34 471,01	22,04	0,037	10,320	11,140
XI	380,17	2 052,13	0,00	293 709,16	156 454,24	493 214,77	2 077,44	89 162,46	0,00	10 738,01	5 719,97	8 378,11	22 860,27	5 089,98	23 142,19	22,04	0,037	10,320	11,140
XII	445,64	2 236,61	0,00	455 249,20	113 294,45	509 654,95	3 094,41	108 927,91	0,00	16 643,91	4 142,05	9 820,90	24 915,35	5 259,64	34 471,01	22,04	0,037	10,320	11,140
<b>2028</b>	<b>2 508,13</b>	<b>10 894,47</b>	<b>0,00</b>	<b>1 615 400,40</b>	<b>556 221,80</b>	<b>3 755 364,55</b>	<b>25 602,46</b>	<b>680 755,00</b>	<b>0,00</b>	<b>59 059,04</b>	<b>20 335,47</b>	<b>55 273,92</b>	<b>121 361,86</b>	<b>38 755,36</b>	<b>285 205,42</b>				

Bilans energii cieplnej					
spzedaż	straty ciepła	potrzeby własne	Razem	zakup energii	Produkcja energii wodnej w CC
GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ
78 647,47	9 804,53	1 273,00	<b>89 725,00</b>	3 346,00	<b>86 379,00</b>
53 551,42	7 273,38	854,20	<b>61 679,00</b>	3 606,00	<b>58 073,00</b>
53 266,38	7 407,82	889,80	<b>61 564,00</b>	2 181,00	<b>59 383,00</b>
34 726,69	6 015,01	535,30	<b>41 277,00</b>	3 033,00	<b>38 244,00</b>
15 764,72	5 058,07	310,21	<b>21 133,00</b>	675,00	<b>20 458,00</b>
6 467,67	3 522,33	77,00	<b>10 067,00</b>	178,00	<b>9 889,00</b>
6 221,92	3 509,08	56,00	<b>9 787,00</b>	1 119,00	<b>8 668,00</b>
6 090,65	3 626,35	59,00	<b>9 776,00</b>	430,00	<b>9 346,00</b>
6 308,35	3 604,65	65,00	<b>9 978,00</b>	395,00	<b>9 583,00</b>
33 033,01	5 572,99	467,00	<b>39 073,00</b>	3 063,00	<b>36 010,00</b>
56 841,26	7 967,74	853,00	<b>65 662,00</b>	3 941,00	<b>61 721,00</b>
69 575,81	8 413,19	1 058,00	<b>79 047,00</b>	3 483,00	<b>75 564,00</b>
<b>420 495,35</b>	<b>71 775,14</b>	<b>6 497,51</b>	<b>498 768,00</b>	<b>25 450,00</b>	<b>473 318,00</b>

Kotły - miał	Augustiańska-kocioł gazowy 1x7,0MW	Augustiańska - gazowe -silnik 1x2,379MWc +1x1,998MWc			Opinogórska-silnik 1x1,163MWc +0,999MWc			Produkcja kocioł wodny biomasa 8,0MW				Produkcja energii - silniki gazowe proj. 0,999MWc(1,163MWc)+1,999MWc(2,379MWc) +0,530MWc(0,648MWc)			
		Produkcja energii cieplnej	Produkcja energii cieplnej	Produkcja energii elektrycznej	Produkcja energii cieplnej	Produkcja energii cieplnej	Produkcja energii elektrycznej	Biomasa - kocioł wodny do wniosku	MAX Produkcja energii cieplnej	Ilość godzin pracy kotła	Obciążenie kotła	Produkcja energii cieplnej	Produkcja energii cieplnej	Produkcja energii elektrycznej	Ilość godzin pracy
GJ	GJ	GJ	MWh	MWh	GJ	MWh	MWh	GJ	GJ	godzin/m-c	%	GJ	MWh	MWh	godzin/m-c
19 313,48	0,00	8 538,20	2 371,72	2 006,79	2 803,48	778,74	668,93	21 427,20	21 427,20	744,00	100,00%	9 106,28	2 529,52	2 125,98	669,60
4 884,88	0,00	7 711,93	2 142,20	1 812,59	2 532,18	703,38	604,20	19 353,60	19 353,60	672,00	100,00%	8 225,04	2 284,73	1 920,24	604,80
8 096,21	0,00	0,00	0,00	0,00				16 990,16	16 990,16	600,00	98,32%	9 106,28	2 529,52	2 125,98	669,60
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				4 437,04	4 437,04	336,00	45,85%	9 429,20	2 619,22	2 201,26	648,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	669,60
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,00			2 023,40	562,06	482,80	648,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,00			2 803,50	778,75	668,93	669,60
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,00			2 113,90	587,19	504,38	669,60
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	648,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				1 076,17	1 076,17	120,00	31,14%	9 743,48	2 706,52	2 274,63	669,60
7 297,86	0,00	5 508,52	1 530,14	1 294,70	2 914,01	809,45	695,30	19 659,83	19 659,83	720,00	94,81%	9 429,18	2 619,22	2 201,26	648,00
8 554,62	0,00	8 538,20	2 371,72	2 006,79	2 110,15	586,15	503,50	21 427,20	21 427,20	744,00	100,00%	9 743,48	2 706,52	2 274,63	669,60
<b>48 147,05</b>	<b>0,00</b>	<b>30 296,85</b>	<b>8 415,79</b>	<b>7 120,87</b>	<b>10 359,82</b>	<b>2 877,73</b>	<b>2 471,93</b>	<b>104 371,20</b>	<b>104 371,20</b>	<b>3 936,00</b>		<b>71 723,74</b>	<b>19 923,26</b>	<b>16 780,09</b>	<b>7 884,00</b>

Sprawność produkcji					Całkowita produkcja energii w kogeneracji	Potrzeby własne - kocioł parowy	Produkcja energii cieplnej w kogeneracji 9,5MW	kondensacja 2,6MW	Sprawność pracy turbiny	Serwis	Ilość godzin pracy	Moc turbiny	Produkcja energii elektrycznej	Sprzedaż energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto	Obciążenie kotła parowego	Obciążenie turbiny	Dni w miesiącu	Sprawność produkcji energii elektrycznej odniesiona do energii w paliwie biomasa	Sprawność kogeneracji
Miał - kotle wodne	Biomasa - kocioł wodny	Biomasa - kogeneracja	Gaz - silnik gazowy	Gaz - kocioł wodny																
%	%	%	%	%	GJ	GJ	GJ	GJ	%	godzin/m-c	godzin/m-c	MWel	MWh	MWh	MWh	%	%		%	%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	29 645,07	1 537,94	25 190,35	0,00	89,00%	0,00	736,56	1,10	810,22	393,32	721,09	100,00%	100,0%	31	7,53%	80,61%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	18 082,62	938,10	15 365,38	0,00	89,00%	0,00	449,28	1,10	494,21	239,92	439,85	100,00%	100,0%	28	7,53%	80,61%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	29 645,07	1 537,94	25 190,35	0,00	89,00%	0,00	736,56	1,10	810,22	393,32	721,09	100,00%	100,0%	31	7,53%	80,61%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	28 688,77	1 488,33	24 377,76	0,00	89,00%	0,00	712,80	1,10	784,08	380,64	697,83	100,00%	100,0%	30	7,53%	80,61%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	24 075,84	1 249,01	20 458,00	0,00	89,00%	0,00	736,56	0,89	658,01	319,43	585,63	81,21%	81,2%	31	0,00%	0,00%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	9 256,57	480,22	7 865,60	0,00	89,00%	0,00	712,80	0,35	252,99	122,81	225,16	32,27%	32,3%	30	7,53%	80,61%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	6 901,59	358,04	5 864,50	0,00	89,00%	0,00	736,56	0,26	188,62	91,57	167,88	23,28%	23,3%	31	7,53%	80,61%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	8 511,04	441,54	7 232,10	0,00	89,00%	0,00	736,56	0,32	232,61	112,92	207,02	28,71%	28,7%	31	7,53%	80,61%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	11 277,68	585,07	9 583,00	0,00	89,00%	0,00	712,80	0,43	308,23	149,63	274,32	39,31%	39,3%	30	7,53%	80,61%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	29 645,07	1 537,94	25 190,35	0,00	89,00%	0,00	736,56	1,10	810,22	393,32	721,09	100,00%	100,0%	31	7,53%	80,61%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	19 902,28	1 032,50	16 911,60	0,00	89,00%	0,00	712,80	0,76	543,94	264,06	484,11	69,37%	69,4%	30	7,53%	80,61%
87,11%	86,00%	86,00%	94,71%	92,00%	29 645,07	1 537,94	25 190,35	0,00	89,00%	0,00	736,56	1,10	810,22	393,32	721,09	100,00%	100,0%	31	7,53%	80,61%
					<b>245 276,66</b>	<b>12 724,55</b>	<b>208 419,34</b>	<b>0,00</b>		<b>0,00</b>	<b>8 456,40</b>		<b>6 703,55</b>	<b>3 254,27</b>	<b>5 966,16</b>	<b>72,8%</b>	<b>72,8%</b>	<b>365,00</b>	<b>7,53%</b>	<b>80,61%</b>

Tabela 18 Redukcja emisji zanieczyszczeń oraz opłat za emisję (wg założeń zaktualizowanego Wariant III, Suplement - koncepcja techniczno-ekonomiczna. Budowa źródła ciepła o mocy do 20MWt, zastępującego do 2030 roku moce jednostek na paliwo węglowe w systemie ciepłowniczym miasta Ciechanowa dla wskazanej lokalizacji przy ul. Augustiańskiej na terenie miasta Ciechanowa.)

Substancja	2027	2028	Redukcja	
	Mg/rok	Mg/rok	Mg/rok	%
SO2	20,93	12,03	8,90	42,51%
Nox	66,07	71,84	-5,77	-8,73%
Pył	8,66	7,92	0,73	8,47%
CO	16,53	19,14	-2,61	-15,80%
CO2	16 347,92	16 747,03	-399,11	-2,44%
Ba-P	0,00	0,00	0,00	45,78%
Sadza	0,14	0,08	0,06	45,78%
<b>Emisja równoważna</b>	<b>58,29</b>	<b>51,91</b>	<b>6,38</b>	<b>10,943%</b>

WARIANT III EMISJE zanieczyszczeń - STAN na 2028r.								Opłata środowiskowa		
RODZAJ OPAŁU	Zużycie opału		Substancja		Wskaźnik	Emisja roczna Mg/rok	Współczynnik toksyczności	Emisja Równoważna	Jedn. Stawka zł/kg	Wysokość opłaty [zł]
	m3/rok	Mg/rok	Jednostka	Rodzaj						
BIOMASA	400 347,77 GJ/rok		kg/Mg	SO2	0,038	1,37	1,00	1,366	0,61	833,06
			kg/Mg	Nox	1,041	37,41	0,50	18,706	0,61	22 821,38
			kg/Mg	Pył	5,000	7,19	0,50	3,594	0,41	2 946,97
	35 938,62 Mg/rok		kg/Mg	CO	0,137	4,92	0,00	0,000	0,12	590,83
			kg/GJ	CO2	101,100	40 475,16	0,00	0,000	0,34	0,00
gaz ziemny	5 926 986,74		kg/m3	SO2	0,00002	0,108345	1,00	0,108	0,61	66,09
			kg/m3	Nox	0,00494	29,253452	0,50	14,627	0,61	17 844,61
			kg/m3	CO	0,00205	12,134676	0,00	0,000	0,12	1 456,16
			kg/m3	CO2	2,02616	12 008,995	0,00	0,000	0,34	0,00
Miał węgla kamiennego	2 508,13		kg/Mg	SO2	4,209	10,56	1,00	10,558	0,61	6 440,20
			kg/Mg	Nox	2,062	5,17	0,50	2,587	0,61	3 155,53
			kg/Mg	Pył	0,293	0,74	0,50	0,368	0,41	301,62
			kg/Mg	CO	0,830	2,08	0,00	0,000	0,12	249,78
			kg/Mg	CO2	1 889,071	4 738,04	0,00	0,000	0,34	0,00
			kg/Mg	B-a-P	0,000	0,0012	0,00	0,000	439,37	518,33
			kg/Mg	sadza	0,031	0,0766	0,00	0,000	1,68	128,74
Razem - emisje po modernizacji			SO2			12,03	1,00	12,032	0,61	7 339,35
			Nox			71,84	0,50	35,919	0,61	43 821,52
			Pył			7,92	0,50	3,962	0,41	3 248,58
			CO			19,14	0,00	0,000	0,12	2 296,77
			CO2			16 747,03	0,00	0,000	0,34	0,00
			B-a-P			0,00	0,00	0,000	439,37	518,33
			Sadza			0,08	0,00	0,000	1,68	128,74
						16 858,046		51,913		57 353,28
opłata za bezpłatny przydział emisji CO2 (...) MgCO2										0,00
										57 353,28

*Tabela 19 Harmonogram rzeczowo-finansowy (wg założeń zaktualizowanego Wariant III, Suplement - koncepcja techniczno-ekonomiczna. Budowa źródła ciepła o mocy do 20MWt, zastępującego do 2030 roku moce jednostek na paliwo węglowe w systemie ciepłowniczym miasta Ciechanowa dla wskazanej lokalizacji przy ul. Augustańskiej na terenie miasta Ciechanowa.)*

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2026	2027	Amortyzacja tys. PLN netto		Źródła finansowania
<b>1</b>	<b>Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych</b>	<b>1 100,00</b>	<b>1 000,00</b>	<b>100,00</b>		<b>77,00</b>	
1.1	Projekt budowlany instalacji kogeneracyjnej - dwóch silników gazowych, technologia wraz z niezbędnymi instalacjami wewnętrznymi wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami instalacji zewnętrznych: wodno - kanalizacyjna, sieć ciepłna, elektryczna i gazowa.	800,00	750,00	50,00	7,00%	56,00	środki własne
1.2	Projekt budowlany instalacji kogeneracyjnej silnika gazowego wraz z instalacjami wewnętrznymi: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami: wod-kan, sieć ciepłna, elektryczna i gazowa.	300,00	250,00	50,00	7,00%	21,00	środki własne
<b>2</b>	<b>Budowa kogeneracji gazowych (1x mocy elektrycznej ok. 1,998MWel i mocy cieplnej Ht+Lt 2,379MWth oraz 1x0,999MWe +1,163MWc ) wraz z instalacjami, budynkami i zagospodarowaniem terenu</b>	<b>20 450,00</b>	<b>9 600,00</b>	<b>10 850,00</b>		<b>1 162,25</b>	
2.1	Budowa budynku kotłowni na potrzeby dwóch silników gazowych. Budowa wewnętrznych instalacji sanitarnymi (c.o., wentyl., wod-kan.,elektr);	1 800,00	1 000,00	800,00	2,50%	45,00	
2.2	Instalacja technologiczno – hydrauliczna dwóch silników gazowych: system pomp oraz wymienników, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje.	800,00	600,00	200,00	10,00%	80,00	
2.3	Dostawa i montaż dwóch kompletnych agregatów kogeneracyjnych (1x mocy elektrycznej ok. 1,998MWel i mocy cieplnej Ht+Lt 2,379MWth oraz 1x0,999MWe +1,163MWc ). 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.	10 000,00	4 000,00	6 000,00	7,00%	700,00	
2.4	Dostawa i montaż dwóch układów odprowadzenia spalin z silników gazowych – czopuchy, kominy z fundamentami i konstrukcją wsporczą. Tłumiki do agregatów.	1 000,00	450,00	550,00	10,00%	100,00	
2.5	Budowa stacji transformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do kotłowni, wykonanie wewnętrznej instalacji elektrycznej. Dostawa transformatora.	1 200,00	1 000,00	200,00	2,50%	30,00	
2.6	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, cieplnej i zużytego gazu.	800,00	50,00	750,00	10,00%	80,00	
2.7	Budowę niezbędnych przyłączy : wodociągowe, kanalizacyjne, sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym (2xdn200/315mm, dł. ok. L=1200mb)	3 850,00	2 000,00	1 850,00	2,50%	96,25	
2.8	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza gazowego do kotłowni, wewnętrzna instalacja gazowa do projektowanych silników gazowych.	600,00	400,00	200,00	2,50%	15,00	
2.9	Zagospodarowanie terenu kotłowni: roboty budowlane dróg dojazdowych. p.poż, ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	400,00	100,00	300,00	4,00%	16,00	
<b>3.</b>	<b>Budowa instalacji kogeneracyjnej w zabudowie kontenerowej - silnik gazowy o mocy 1,163MWc+0,999MWe.</b>	<b>7 530,00</b>	<b>6 130,00</b>	<b>1 400,00</b>		<b>448,80</b>	
3.1	Przygotowanie podbudowy pod płytę oraz budowa płyty fundamentowej na potrzeby kontenera kogeneracyjnego	300,00	280,00	20,00	2,50%	7,50	

3.2	Dostawa i montaż kompletnego agregatu kogeneracyjnego (mocy elektrycznej ok. 0,999MWel i mocy cieplnej Ht+Lt 1,163MWth). Kontener, wentylatory obiegu powietrza, zbiornik oleju smarowniczego, instalacja 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.	4 200,00	4 000,00	200,00	7,00%	294,00	
3.3	Układ odprowadzenia spalin – czopuch, komin z fundamentem i konstrukcją wsporczą. Tłumik do agregatu.	400,00	250,00	150,00	10,00%	40,00	
3.4	Budowa stacji transformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do agregatu, wykonanie wewnętrznej instalacji elektrycznej. Dostawa transformatora.	1 200,00	1 000,00	200,00	2,50%	30,00	
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, cieplnej i zużytego gazu.	500,00	150,00	350,00	10,00%	50,00	
3.6	Budowę niezbędnych przyłączy: wodociągowe, kanalizacyjne, przyłącze sieci cieplnej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym.	300,00	200,00	100,00	2,50%	7,50	
3.7	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza do agregatu, wewnętrzna instalacja gazowa.	360,00	200,00	160,00	2,50%	9,00	
3.8	Zagospodarowanie terenu,ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	270,00	50,00	220,00	4,00%	10,80	
4	<b>Próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów, instrukcja obsługi.</b>	<b>200,00</b>	<b>50,00</b>	<b>150,00</b>	<b>7,00%</b>	<b>14,00</b>	
5	<b>Nadzór inwestorski i autorski</b>	<b>250,00</b>	<b>50,00</b>	<b>200,00</b>	<b>7,00%</b>	<b>17,50</b>	
6	<b>Promocja projektu</b>	<b>2,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>7,00%</b>	<b>0,14</b>	
	<b>Dotacja</b>	<b>8 784,00</b>	<b>5 006,21</b>	<b>3 777,79</b>			<b>29,74%</b>
	<b>NFOŚiGW/WFOŚiGW - pożyczka</b>	<b>20 746,00</b>	<b>11 823,79</b>	<b>8 922,21</b>			<b>70,25%</b>
	<b>Środki własne</b>	<b>2,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>			<b>0,01%</b>
	<b>OGÓLEM NAKŁADY :</b>	<b>29 532,00</b>	<b>16 831,00</b>	<b>12 701,00</b>		<b>1 719,69</b>	<b>100,00%</b>





Rozważna jest także alternatywa dla budowy wspomnianego wyżej kotła olejowo-gazowego w postaci dobowego magazynu ciepła. Pierwszy w lokalizacji Tysiąclecia 18, który pełniłby rolę magazynu dobowego, pozwalałby na poprawę elastyczności pracy układu źródeł: kogeneracji gazowej zlokalizowanej na Tysiąclecia 18, ciepła odpadowego z przemysłu, kotłowni biomasowej i elektrociepłowni na biomasę oraz energii farmy PV w okresach przejściowych między sezonem a latem w celu minimalizacji konieczności włączeń kotłów węglowych przy wahaniami temperatur dzień/noc oraz adsorpcji energii przy ujemnych cenach energii elektrycznej i adsorpcji ciepła z kogeneracji przy wysokich cenach energii elektrycznej i niskim zapotrzebowaniu na ciepło.

Inną alternatywą może być zakup nadmiarowego w stosunku do potrzeb zakładu ciepła z elektrociepłowni na biomasę o mocy 13 MWt, którą planuje zbudować firma Sofidel lub zakup ciepła z planowanej elektrowni w Regiminie (po adaptacji infrastruktury po tłoczni gazu).

Jednak koncepcje te są w fazie wstępnej analizy i wymagają opracowania technologicznego oraz analizy ekonomicznej i będą rozważane przy założeniu stabilnej ceny jednostkowej sprzedaży ciepła na poziomie 100 zł/GJ +/- 5 %. Projekty są przewidziane jako warianty do realizacji do 2050 w Planie neutralności klimatycznej.

*Tabela 21 Harmonogram realizacji inwestycji w transformację źródła do 2023r.*

<b>Rok</b>	<b>Zadanie</b>	<b>Źródła finansowania</b>	<b>Status</b>
<b>2024-2025</b>	Budowa farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MWe	Pożyczka MRiT , pożyczka bank np. BGK	Etap WZiZT, i Projekt budowlany i pozwolenie na budowę oraz koncepcja i Studium wykonalności
<b>2024-2025</b>	Modernizacja kogeneracji gazowej III etap silniki gazowe : modernizacja i zmiana lokalizacji silnika 0,53 MWe	Środki własne/ pożyczka bank	WZiZT, etap dokumentacji projektowej
<b>2026– 2027</b>	Budowa źródeł kogeneracji gazowej lokalizacja ul. Augustiańska i ul. Opinogórska	Dotacja uzupełniona pożyczką NFOŚiGW perspektywa 2021-2030, RPO, inne	Etap zmiany planu zagospodarowania , WZiZT koncepcja z analizą techniczno-ekonomiczną

2026– 2027	Budowa kotłowni olejowo gazowej w lokalizacji ul. Augustiańska lub alternatywnie magazyny ciepła/ kocioł elektrodowy/	Kredyt komercyjny na budowę kotłowni i środki własne lub dotacja z NFOŚiGW na magazyny ciepła	Etap zmiany planu zagospodarowania , WZiZT koncepcja z analizą techniczno-ekonomiczną
------------	---	---	---

Plany lokalizacji nowych źródeł stanowią załączniki nr 2 do niniejszego opracowania.

### **Analiza dostępności paliw**

#### ***Paliwa***

Istotny dla nowych źródeł jest dostępność oraz koszt paliw gazowych i biomasy. Spółka posiada już źródła gazowe i ma rozpoznany ten rynek. Istotnym jest więc przeanalizowanie rynku biomasy.

#### ***Biomasa i potencjalni dostawcy***

Biomasa może pochodzić z odpadów drzewnych w leśnictwie, przemyśle drzewnym i celulozowo-papierniczym. Najważniejsze źródła biomasy to:

- ✓ drewno pochodzące z lasów, przesiek, sadów, specjalnych upraw oraz odpadowe z przemysłu drzewnego,
- ✓ rośliny uprawne z przeznaczeniem na cele energetyczne,
- ✓ nasiona roślin oleistych przetwarzane na estryfikowane oleje stanowiące materiał pędny,
- ✓ organiczne pozostałości i odpady.

Znaczącym źródłem biomasy są odpady z przemysłu drzewnego. Oprócz zakładów tartacznych powstaje wiele firm, które zajmują się pozyskiwaniem biomasy z pozostałości po wycince i trzebieniu drzewostanów oraz uprawy roślin energetycznych, głównie wierzby.

Powierzchnia ewidencyjna lasów w powiecie ciechanowskim wynosi 17 922 ha, w tym lasów niestanowiących własności Skarbu Państwa jest 8 231 ha (są to lasy osób fizycznych, wspólnot gruntowych, spółdzielni, kościołów, spółek prawa handlowego, gmin itp.). Wskaźnik lesistości w powiecie ciechanowskim wynosi 16,9 %. W poszczególnych gminach jest on zróżnicowany: od 36,5 % w gminie Głinojeck, 29,4 % w gminie Ojrzeń, 25,3 % w gminie Regimin, 18,2 % w gminie Ciechanów, 12,9 %. W porównaniu do ubiegłych lat wskaźniki lesistości systematycznie rosną. Potencjalne możliwości wzrostu lesistości występują głównie w gminach Głinojeck i Ojrzeń, a także w gminie wiejskiej Ciechanów.

Szacuje się, iż ze 100 m<sup>3</sup> drewna pozyskiwanego z gospodarki leśnej, otrzymuje się po przeróbce do 60% odpadów, w tym 10 m<sup>3</sup> kory, 15 m<sup>3</sup> drobnicy gałęziowej, 20 m<sup>3</sup> odpadów kawałkowych (ścinki, obrzyny), 19 m<sup>3</sup> trocin i zrębków, 36 m<sup>3</sup> tarcicy oraz 20 m<sup>3</sup> - 25 m<sup>3</sup> produktów finalnych.

Liczne zakłady tartaczne znajdujące się na terenie województwa mazowieckiego są potencjalnymi dostawcami biomasy.

Rynek biomasy, jest rynkiem w miarę ustabilizowanym, na rynku funkcjonuje – oprócz producentów biomasy (tartaki, zakłady drzewne) – wiele firm, które zajmują się pozyskiwaniem i przeróbką, a następnie dostawą biomasy do przedsiębiorstw ciepłowniczych do wykorzystania dla celów energetycznych.

Niewątpliwym wpływem na ustabilizowanie rynku biomasy ma duża ilość kotłowni na biomasę. Poniżej przedstawiono największych komunalnych producentów energii cieplnej z biomasy:

- ✓ Ciepłownia Miejska w Pieszku – 21,0 MW
- ✓ Elektrociepłownia w Łomży – 2x12,5 MW
- ✓ Elektrociepłownia w Płońsku – 10,60 MW
- ✓ Ciepłownia w Mrągowie – 8,0 MW
- ✓ Ciepłownia w Nidzicy -7,5 MW
- ✓ Kotłownia w Prostkach – 4,50 MW
- ✓ Kotłownia w Pieckach - 2,6MW
- ✓ Kotłownia w Świętajnie – 1,0 MW
- ✓ Kotłownia w Spychowie - 1,0 MW

### **Dostawcy biomasy**

Naturalne zasoby leśne powodują wzrost zapotrzebowania na firmy zajmujące się pozyskiwaniem biomasy. Ma to znaczący wpływ na cenę biomasy oraz niezawodność dostaw. Dowodem na to jest liczne uczestnictwo przedsiębiorstw w przetargach organizowanych na dostawy biomasy jako paliwa.

Poniżej zestawiono przykładowe firmy biorące udział w przetargach organizowanych na dostawę biomasy dla zakładów komunalnych oraz przedsiębiorstw ciepłowniczych:

*Tabela 22 Potencjalni dostawcy biomasy.*

L.P.	Nazwa firmy, adres siedziby
1	QUERCUS Sp. z o.o., ul. Jana Pawła II 21, 12-130 Pasym
2	Firma Usługowo - Handlowa Andrzej Bukowski, ul. Przemysłowa 7U, 11-600 Węgorzewo
3	Firma Handlowo-Usługowa S.C. Cezary Płóciennik, Miłosz Płóciennik, Szlasy-Leszczce 6, 06-408 Krasne
4	Usługi komunalne "Duda" Tomasz Duda, ul. Słowicza 12, 11-700 Mrągowo
5	Firma Produkcyjno Usługowo Handlowa, Podlaski, Wojciech 12-140 Świętajno, ul. Mickiewicza 11
6	Wróblewska Sandra Global, Jażwiny 1B, 63-522 Kraszewice
7	MULTON Sp. z o.o.; ul. Mickiewicza 10; 42-230 Koniecpol
8	"SILVA" Sp. z o.o. , Turośl Kościelna, Baciuty -Kolonja 30
9	Abor Sp. z o.o. 11-205 Wiryki, Wiryki-Połód 122D
10	KREX Spółka z o.o.; ul. Kleszczelowska 84a; 17-100 Bielsk Podlaski

### **Analiza cen biomasy na rok**

Na podstawie zebranych danych oraz ich analizy poniżej zestawienie cen rynkowych oferowanej zrębki leśnej przez głównych lokalnych dostawców. W zależności od rodzaju biomasy (odpady po tartaczne, zrębka drzewna) firmy te oferują produkt w cenie średniej wahającej się w okolicach ok 40 zł/GJ (ok. 400 zł/Mg).

Poniżej przedstawiono dane zebrane z zapytań ofertowych w sąsiednich instalacjach spalających biomasę w postaci zrębki.

*Tabela 24 Analiza cen biomasy dostarczanej do przedsiębiorstw ciepłowniczych*

	2024		2023		2022		2017-2021	
	War.op.10GJ/Mg		War.op.10GJ/Mg		War.op.10GJ/Mg		War.op.10GJ/Mg	
	zł/GJ	zł/Mg	zł/GJ	zł/Mg	zł/GJ	zł/Mg	zł/GJ	zł/Mg
Firma Handlowo-Ustugowa S.C. Cezary Płóciennik, Miłosz Płóciennik, Szlasy-Leszczce 6, 06-408 Krasne	33,00	330,00	40,00	400,00	42,00	420,00		
OLSON Sp. z o.o., ul. Goleszowska 1/13, 01- 249 Warszawa;	40,00	400,00	45,00	450,00	38,00	380,00	18,00	180,00
P.P.H.U. "MEGA" SP.C. 07-205 DĄBROWA 3	40,00	400,00	45,00	450,00	38,00	380,00	18,00	180,00
SILVA Sp. z o.o. Baciuty- Kolonia 30, 18-106 Baciuty- Kolonia	36,00	380,00	42,00	420,00	40,00	400,00	16,00	160,00
Quercus sp. z o.o. ul. Jana Pawła II 21 12-300 Pasym	33,00	330,00	40,00	400,00	42,00	420,00	16,00	160,00

Komunalne przedsiębiorstwa ciepłownicze pozyskują biomasę drogą konkursu ofert. Z reguły zawierają umowy ramowe ze sprawdzonymi dostawcami charakteryzującymi się utrzymaniem wysokich parametrów jakościowych, jednostajnej wymaganej frakcji i znikomej zawartości składników mineralnych (zapiaszczenia). W postępowaniach uczestniczy kilku zainteresowanych oferentów (2-5), a kryterium wyboru stanowi generalnie cena energii w paliwie [zł/GJ]. Zamawiający działa z wolnej ręki lub w trybie zapytań ofertowych. W postępowaniu określa wymagane parametry paliwa, harmonogram dostaw i sposób rozliczenia za dostawy. Przedsiębiorstwa ciepłownicze stanowią grupę tzw. zamawiających sektorowych, zatem przetargi odbywają się zgodnie z wewnętrznym regulaminem zamówień, obowiązującym w tych przedsiębiorstwach. Należy przy tym zaznaczyć, że przedsiębiorstwa praktykują maksymalnie roczny okres zawierania umów na dostawę paliwa. Większość Zamawiających stosuje aktualnie zasadę rozliczenia za dostarczone paliwo w postaci należności za 1GJ energii zawartej w paliwie. Wartość opałowa i poziom wilgotności oraz stopień zanieczyszczeń badany jest laboratoryjnie a w razie konieczności przez laboratorium posiadające akredytację. Taki sposób rozliczania dyscyplinuje dostawców w utrzymaniu jakości i oczekiwanych parametrów paliwa niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania instalacji spalania.

### ***Nowe kierunki rozwoju działalności spółki.***

Po wybudowaniu źródeł kogeneracyjnych Spółka rozszerzyła działalność o wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej o mocy ponad 4 MWe , a po wybudowaniu jednostek planowanych w lokalizacji ul. Opinogórska i ul. Augustyńska moc wytwarzania energii elektrycznej wzrośnie do niemal 9 MWe. Nowe moce elektryczne pozwolą na rozwój Ciechanowskiego Klastra Energii.

Tabela 235 Dane efektów rozwoju mocy kogeneracji gazowej

Opis pozycji	Jedn.	0,999 MWe	1,998 MWe	2x0,999 MWe	1,998 MWe
		MOSIR	Tysiąclecia	Augustiańska i Opinogórska	Augustiańska
Zużycie gazu	m <sup>3</sup>	1 596 350	2 759 879	3192700	5 519 758
Energia w paliwie	GJ	58 331	100 846	116662	201 692
Planowana produkcja energii ciepłej	GJ	26 514	39 617	53028	79 234
Planowana produkcja energii elektrycznej	MWh	6 569	13 086	13138	26 172
Planowana sprzedaż energii elektrycznej	MWh	6 569	11 005	13138	22 009
Dofinansowanie operacyjne : premia gwarantowana na 2024	zł/MWh	140,10	-	?	-
Dofinansowanie operacyjne :premia kogeneracyjna z aukcji	zł/MWh		34,11	-	?

## 7.2. Plan modernizacji sieci ciepłowniczej

### Digitalizacja sieci ciepłowniczej

Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. w latach 2025-2029 planuje zmodernizować ponad 130 węzłów ciepłych w ramach programu NFOŚiGW pn:”Digitalizacja sieci ciepłowniczej”. W ramach programu z uwagi na proces zmian w zakresie funkcjonujących w niej technologii cyfrowych (wygaszanie GPRS i 3G na korzyść LTE NbIoT i 5G) zostanie przeprowadzona wymiana istniejących urządzeń transmisji danych w postaci:

1. SM300 na SM500 (szafka ST i moduł zarządzani temperaturą do ECL310: 185 szt.,
2. modemu GPRS na LTE-M w SM500: 49 szt.
3. Modułu BC100 na BC200: 323 szt.

W węzłach nie posiadających obecnie systemu sterowania zostaną przeprowadzone prace polegające na instalacji pełnej telemetrii i telemechaniki sterującej. W ramach rozbudowy istniejącego systemu sterowania i telemetrii planuje się w 132 węzłach ciepłowniczych zabudowę:

1. regulatorów PID 230 V,
2. czujników temp. zewnętrznej,
3. czujników temp. zanurzeniowy,
4. zaworów regulacyjnych CO i CWU wraz z napędami,
5. pomp c.o. i c.w.u.,
6. układów automatycznego uzupełniania zładu,
7. wymienników ciepła c.o. i c.w.u.,

## 8. szafek telemetrycznych ST

W ramach programu zostanie zmodernizowanych 7 komór ciepłowniczych, które obecnie nie posiadają systemu zdalnego odczytu lub sterowania tj.:

1. Komora NK25,
2. Komora K-5,
3. Komora K-6D,
4. Komora K-10,
5. Komora K-13,
6. Komora K-13/2,
7. Komora K-13/4.

Koncepcja digitalizacji zakłada wdrożenie rozwiązań cyfrowych do Systemu Ciepłowniczego w Elektrociepłowni Ciechanów, których zadaniem będzie automatyzacja i optymalizacja sposobu pracy systemu ciepłowniczego rozumiana jako maksymalnie bezobsługowe oraz efektywne pod względem technicznym i ekonomicznym spełnienie wymagań ilościowych i jakościowych dostawy ciepła. Korzyści finansowe wynikają bezpośrednio ze zmniejszenia strat przesyłowych, optymalizacji dostarczania ciepła do odbiorcy końcowego, ale również ze zmniejszenia ilości niespodziewanych awarii lub wczesnym ich wykryciu i ograniczeniu ich negatywnych skutków.

### **Cele szczegółowe projektu:**

1. Optymalizacja parametrów pracy systemu ciepłowniczego zmierzająca do obniżenia strat na przesył ciepła;
2. Maksymalne skrócenie czasu reakcji na zakłócenia w pracy systemu i awarie;
3. Integracja systemów sterowania i nadzoru sieci ciepłowniczej umożliwiająca tworzenie złożonych raportów i analiz;
4. Wdrożenie aktywnego i dedykowanego raportowania, alarmowania oraz systemów wsparcia decyzji;
5. Wdrożenie nowych rozwiązań w zakresie monitoringu energetycznego budynków;
6. Wdrożenie modułów wsparcia działań marketingowych i rozwoju sieci;
7. Optymalizacja działań kontrolnych i interwencyjnych w zakresie bieżącej obsługi infrastruktury technicznej;
8. Przetwarzanie danych do systemów rozliczeń i obsługi klientów (współpraca z systemami bilingowymi) - zdalny odczyt stanów układów pomiarowo-rozliczeniowych energii cieplnej;

9. Ochrona infrastruktury poprzez systemy kontroli dostępu.

### **Korzyści projektu**

1. Zmniejszenie strat ciepła na przesyle – poprawa efektywności energetycznej procesu;
2. Zmniejszenie ubytków nośnika ciepła;
3. Poprawa jakości usług;
4. Wzrost trwałości infrastruktury;
5. Optymalizacja wytwarzania, dystrybucji i zużycia ciepła przez odbiorców;
6. Optymalizacja wykorzystania zasobów ludzkich przy obsłudze systemu ciepłowniczego;
7. Wprowadzenie innowacyjnych wzorców rozwiązań telemetrycznych dla systemu ciepłowniczego;
8. Podniesienie kompetencji służb utrzymania ruchu;
9. Kreowanie wizerunku firmy jako nowoczesnego i innowacyjnego przedsiębiorstwa.

Efektem realizacji projektu będzie między innymi zmniejszenie strat ciepła na przesyle poprzez obniżenie średniej temperatury zasilania i powrotu. Uzyskanie tego efektu będzie możliwe dzięki działaniom kompleksowym w ramach całego systemu ciepłowniczego.

Pełny obraz potrzeb cieplnych odbiorców w czasie rzeczywistym i ich przewidywanie pozwoli na:

1. Wdrożenie obniżonych tabel regulacyjnych dla źródeł ciepła;
2. Optymalizacja tabel regulacyjnych instalacji wewnętrznych z zachowaniem komfortu cieplnego i standardów jakościowych dostawy ciepła;
3. Zmiana sposobu i sprawności regulacji węzłów cieplnych z wykorzystaniem narzędzi do predykcji zapotrzebowania na moc cieplną;
4. Poprawa sprawności wymiany ciepła poprzez wykonanie prac naprawczych w węzłach cieplnych polegających m.in. na płukaniu chemicznym wymienników ciepła lub ich wymianie;
5. Kontrola i optymalizacja nastaw regulatorów temperatury;
6. Kontrola i regulacja układów pompowych.

Zmiana działań eksploatacyjnych dotycząca prowadzenia systemu ciepłowniczego i źródła ciepła wynikających z digitalizacji sieci ciepłowniczej pozwoli na ograniczenie ilości niezbędnej energii cieplnej wytwarzanej w źródle i wysyłanej do sieci ciepłowniczej.

Ograniczenie ilości energii końcowej do zapewnienia komfortu cieplnego odbiorców przełoży się bezpośrednio na ograniczenie energii pierwotnej w źródle ciepła.

Wdrożenie działań jw. pozwoli na ograniczenie energii końcowej u odbiorców ciepła i energii pierwotnej w źródle.

Wskaźniki realizacji projektu wynoszą:

1. Nakłady inwestycyjne na jednostkową redukcji rocznej emisji CO<sub>2</sub>: 11,5 tys. PLN/Mg CO<sub>2</sub>/rok
2. Nakłady inwestycyjne na 1 GJ planowanego rocznego zmniejszenia zużycia energii pierwotnej: 1,1 tys. PLN/GJ/rok.

Przy uwzględnieniu 50% dotacji wskaźniki jw. wynoszą:

1. Nakład z dofinansowania w formie dotacji na jednostkową redukcji rocznej emisji CO<sub>2</sub>: 5,7 tys. PLN/Mg CO<sub>2</sub>/rok
2. Nakład z dofinansowania w formie dotacji na 1 GJ planowanego rocznego zmniejszenia zużycia energii pierwotnej: 0,5 tys. PLN/GJ/rok.

### **Modernizacja sieci ciepłowniczej w celu zwiększenia jej efektywności – Etap II**

Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. planuje realizację działań mających 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 zmodernizowane zostaną odcinki wysokoparametrowej sieci ciepłowniczej w części o niskiej sprawności lub złym stanie technicznym. Zakres powyższych prac planowany jest do realizacji przy wsparciu NFOŚiGW w ramach projektu „Modernizacja systemu ciepłowniczego Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. w celu ograniczenia strat przesyłu i dystrybucji ciepła – Etap II” w ramach programu FENX.02.01 Infrastruktura ciepłownicza Typ projektu: Infrastruktura ciepłownicza. Spółka ma podpisaną umowę na przygotowanie Studium Wykonalności oraz złożenie wniosku na dofinansowanie projektu po jego ogłoszeniu przez jednostkę wdrażającą.

Szacowany koszt całkowity inwestycji 13 073 916,00 PLN,

#### **Szczegółowy zakres modernizacji:**

1. Przebudowa odcinka sieci kanałowej rozdzielczej wraz z przyłączami od komory K13/4 (osiedle Powstańców Wielkopolskich) oraz sieć kanałowa od komory K13/4 w kierunku SP 3 na sieć preizolowaną w zakresie średnic 2xDn100 – 2xDn200 o łącznej dł. ok. 628mb.



2. Przebudowa odcinka sieci kanałowej magistralnej - od komory K14/3 do komory K14/7 (wzdłuż ul. Mikołajczyka i Ściegiennego) wraz z odcinkiem sieci rozdzielczej od komory K14/4 na sieć preizolowaną.  
Sieć rozdzielcza od komory K14/4 w zakresie średnic od 2xDn 125 do 2xDn40 o łącznej dł. ok. 209mb,  
Sieć magistralna od komory K14/3 do K14/7 o średnicy 2xDn300 o dł. ok. 345mb,
3. Przebudowa odcinka sieci kanałowej rozdzielczej wraz z przyłączami od komory K14 (Osiedle Witosza, Pułtуска, Świerczewskiego) na sieć preizolowaną w zakresie średnic 2xDn 200 do 2xDn 40 o łącznej dł. ok. 483mb,
4. Przebudowa odcinka sieci kanałowej rozdzielczej wraz z przyłączami od komory K13/1 (Osiedle Gwardii Ludowej) na sieć preizolowaną w zakresie średnic 2xDn 200 do 2xDn 125 o łącznej dł. ok. 576mb,
5. Przebudowa odcinka sieci kanałowej rozdzielczej wraz z przyłączami od komory K12 (Osiedle Batalionów Chłopskich i Armii Krajowej) na sieć preizolowaną:
  - obszar ul. Armii Krajowej 2xDn150 o dł. ok. 269mb
  - obszar ul. Batalionów Chłopskich zakres średnic od 2xDn 200 do 2xDn50 o łącznej dł. ok. 697mb,
6. Przebudowa odcinka sieci kanałowej rozdzielczej wraz z przyłączami od komory K5 (Osiedle Czterdziestolecia) na sieć preizolowaną w zakresie średnic od 2xDn 250 do 2xDn65 o łącznej dł. ok. 923mb,
7. Modernizacja komór ciepłowniczych:
  - K12 w zakresie wymiany zasuw sekcyjnych (2\* DN 200 i 2 \* DN 150) na przepustnice z napędem elektrycznym; wymiany armatury spustowej i odpowietrzającej; montażu aparatury kontrolno - pomiarowej; wykonania izolacji termicznej na zainstalowanej armaturze; wykonania odwodnienia komory oraz prac remontowo - budowlanych.
  - K13/1 w zakresie wymiany zasuw sekcyjnych (2 \* DN 150) na przepustnice z napędem elektrycznym; wymiany armatury spustowej i odpowietrzającej; montażu aparatury kontrolno - pomiarowej; wykonania izolacji termicznej na zainstalowanej armaturze; wykonania odwodnienia komory oraz prac remontowo - budowlanych.
8. Budowa odcinka sieci ciepłowniczej DN80/88,9/160, L=422 mb wraz z przyłączami 2\*DN40/49,3/110, L= 56,0 m do budynków istniejących przy ul. Jana Pawła II oraz Wodnej w Ciechanowie.

W zawiązku z powyższym zakres modernizacji systemu ciepłowniczego Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. w celu ograniczenia strat przesyłu i dystrybucji ciepła - etap II obejmuje:

1. Przebudowę sieci ciepłych kanałowych na preizolowane w zakresie średnic od 2xDn300 do 2xDn40mm o łącznej dł. ok. 4130,0 mb
2. Budowę sieci ciepłej preizolowanej wraz z przyłączami w zakresie średnic od 2xDn 80/160 do 2xDn40/110mm o łącznej dł. ok. 478,0 mb.
3. Modernizację komory K12 oraz komory K13/1.

**Łączna długość przebudowywanej oraz budowanej sieci ciepłej wraz z przyłączami wynosi ok. 4 608mb.**

### **Dobowy magazyn ciepła**

Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. planuje budowę magazynu ciepła który zostanie zlokalizowany na terenie siedziby spółki tj. przy ul. Tysiąclecia 18 w Ciechanowie. Planowany jest zbiornik w kształcie walca. W efekcie system dystrybucji ciepła zyska większą elastyczność, a także obniży się jego awaryjność. Akumulator poprawi bezpieczeństwo dostaw i efektywność miejskiej sieci ciepłowniczej. Dzięki nowoczesnemu magazynowi ciepła zmniejszone zostanie zużycie paliw kopalnych. Nowa inwestycja pozwoli także zredukować emisję CO<sub>2</sub> do atmosfery. Akumulator będzie wyrównywał pracę elektrociepłowni w cyklu dobowym, umożliwiając zwiększenie produkcji energii elektrycznej w kogeneracji gazowej oraz wykorzystanie nadwyżek energii z planowanej farmy fotowoltaicznej. Taki system akumulacji ciepła umożliwi także uniknięcie konieczności użycia urządzeń szczytowych, czyli takich o dużej mocy, które wspomagają wytwarzanie ciepła, kiedy gwałtownie wzrasta na nie zapotrzebowanie mieszkańców. Aktualnie jest wykonywane na zlecenie Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. opracowanie w zakresie:

1. Zbilansowania źródeł ciepła i profili godzinowych pracy Elektrociepłowni Ciechanów,
2. Modelowania wielkości i efektywności dobowego magazynu ciepła z uwzględnieniem godzinowego zapotrzebowania i produkcji ciepła.
3. PFU dla magazynu ciepła w istniejącym otoczeniu.

4. Sformułowania rekomendacji w zakresie OZE do roku 2040 dla zapewnienia efektywnego systemu energetycznego zgodnie z Planem neutralności klimatycznej i Strategia rozwoju Spółki.

Planowany termin realizacji przedsięwzięcia: 2027-2029 rok.

### 7.3 Efekty ekologiczne planowanych inwestycji

Ograniczenie emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych do powietrza przedstawiają poniższe tabele.

Wykres 7 Emisja zanieczyszczeń przed realizacją projektów [ kg/GJ]

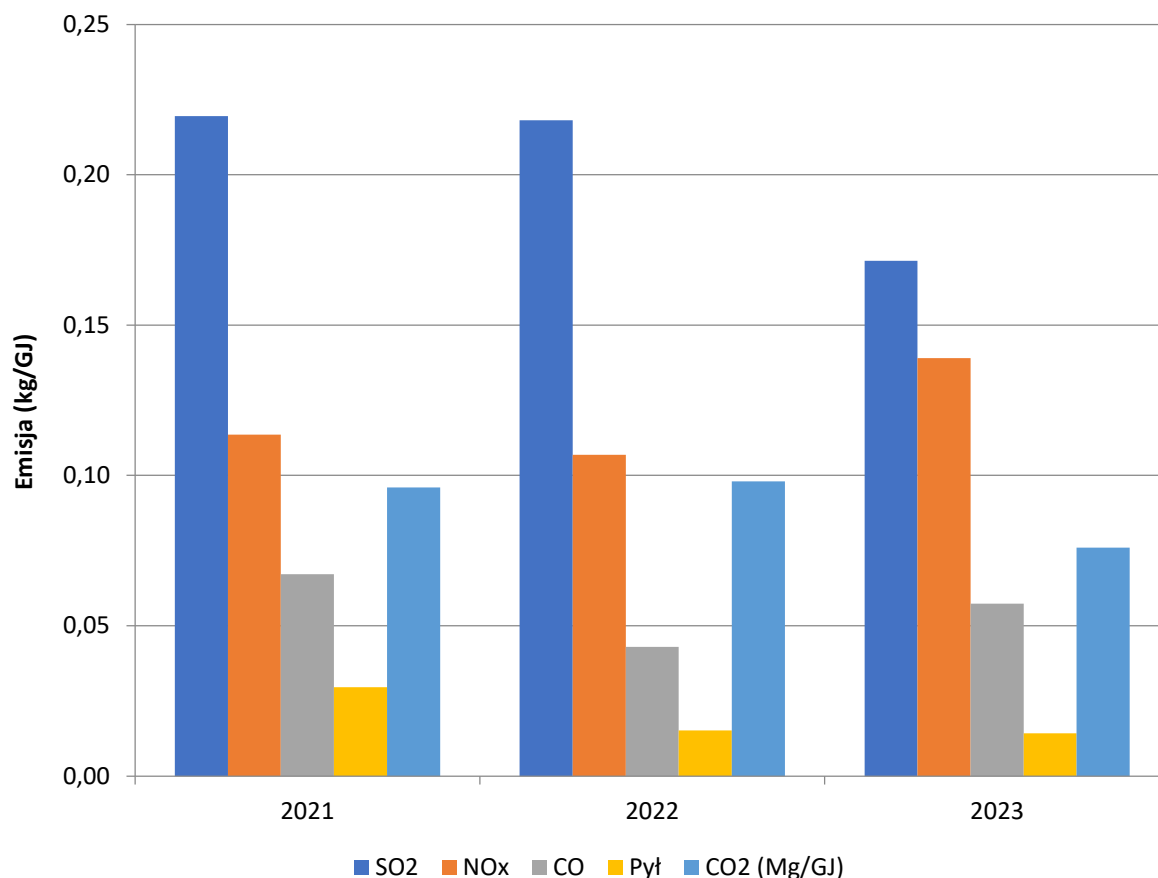
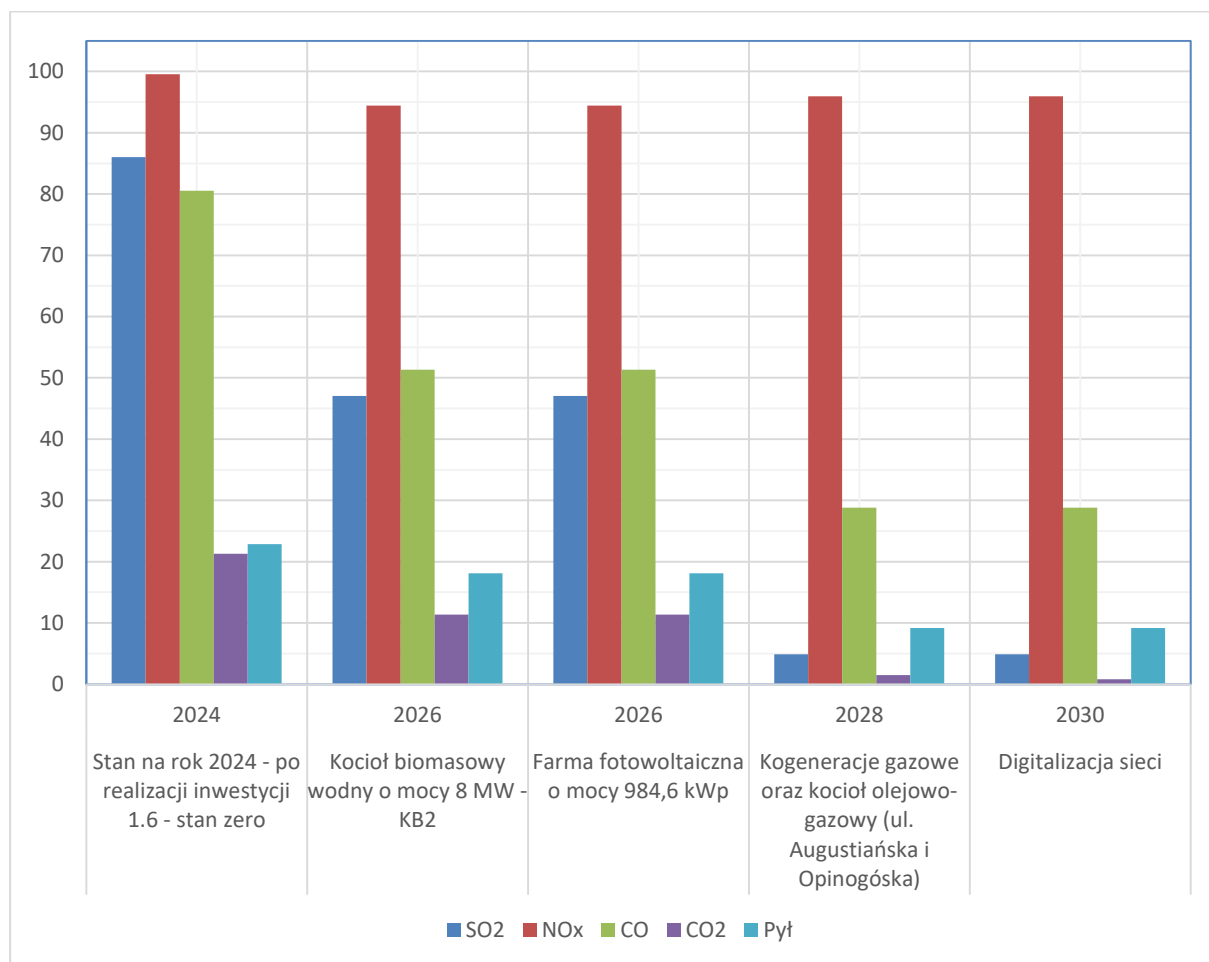


Tabela 2724 Zmiany emisji zanieczyszczeń po realizacji planowanych projektów

Zanieczyszczenie	Jednostka	Emisja zanieczyszczeń przez EC Ciechanów po realizacji danej inwestycji				
		Stan na rok 2024 - po realizacji inwestycji 1.6 - stan zero	Kocioł biomasowy wodny o mocy 8 MW - KB2	Farma fotowoltaiczna o mocy 984,6 kWp	Kogeneracje gazowe oraz kocioł olejowo-gazowy (ul. Augustańska i Opinogóska)	Digitalizacja sieci

		2024	2026	2026	2028	2030
SO <sub>2</sub>	Mg	86,01	47,03	47,03	4,87	4,87
NO <sub>x</sub>	Mg	99,54	94,41	94,41	95,97	95,97
CO	Mg	80,52	51,33	51,33	28,84	28,84
CO <sub>2</sub>	tys. Mg	21,292	11,355	11,355	1,467	0,838
Pył	Mg	22,84	18,12	18,12	9,19	9,19

Wykres 8 Zmiany emisji zanieczyszczeń po realizacji planowanych projektów [Mg/rok]



---

## **8. Zakres rzeczowy, harmonogramy i planowane nakłady na źródło ciepła w latach 2024-2030**

A analizach ekonomicznych przyjęto następujące założenia:

Cena ciepła – 100 zł/GJ dla ciepła z biomasy

Cena ciepła – 102 zł/GJ dla ciepła z gazu

Cena ciepła bazowa rok 2023 – 103 zł/GJ

Cena energii elektrycznej od 316 zł/MWhe w modelu farmy PV do 370 zł/MWhe dla kogeneracji

Koszt wytwarzania energii z kogeneracji – 343 zł/MWh

Amortyzacja liniowa stawka 5 %

Stopa dyskonta 5%

Rysunek 10 Planowane szacowane nakłady na modernizację źródła [tys. zł]

Lp.	Zadania inwestycyjne	Moc w paliwie	Moc termiczna nominalna	Moc elektryczna	źródło finansowania	Planowane szacowane nakłady inwestycyjne netto							
						Suma w latach 2024-2030	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
						TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN
9	Budowa wodnego kotła na biomasę w miejsce kotła parowego na węgiel OR-10	9,30	8,00	0,00	planowane BGK lub NFOŚiGW	35 859	23 484	10 444	1 793				
5	Budowa farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MWe	0,00	0,998	0,998	planowane MRIT lub NFOŚiGW lub kredyt bankowy	3 028	275	2 753					
6	Modernizacja kogeneracji gazowej III etap silniki gazowe : modernizacja i zmiana lokalizacji silnika 0,53 MWe	1,35	0,53	0,63	planowane BGK lub NFOŚiGW	750		750					
7	Budowa źródła - elektrociepłownia kogeneracja gazowa lokalizacja ul. Augustiańska o mocy 1x 1,998 MWe (2,379 MWt) +1x0,998 MWe (1x1,163 MWt) oraz ul.Opinogórska 1x0,998 MWe (1,163 MWt) w sumie 3,996 MWe i 4,705 MWt	11,43	5,87	5,00	planowane BGK lub NFOŚiGW	29 532			16 831	12 701			
8	Kotłownia olejowo gazowa (alternatywnie - magazyny ciepła w lokalizacji ul. Tysiąclecia (dobowy) , w lokalizacji ul. Gostkowska (sezonowy) oraz ciepło odpadowe z przemysłu , nakłady do szacowania)	7,37	7,00	0,00	planowane BGK lub NFOŚiGW	2 517				755	1 762		

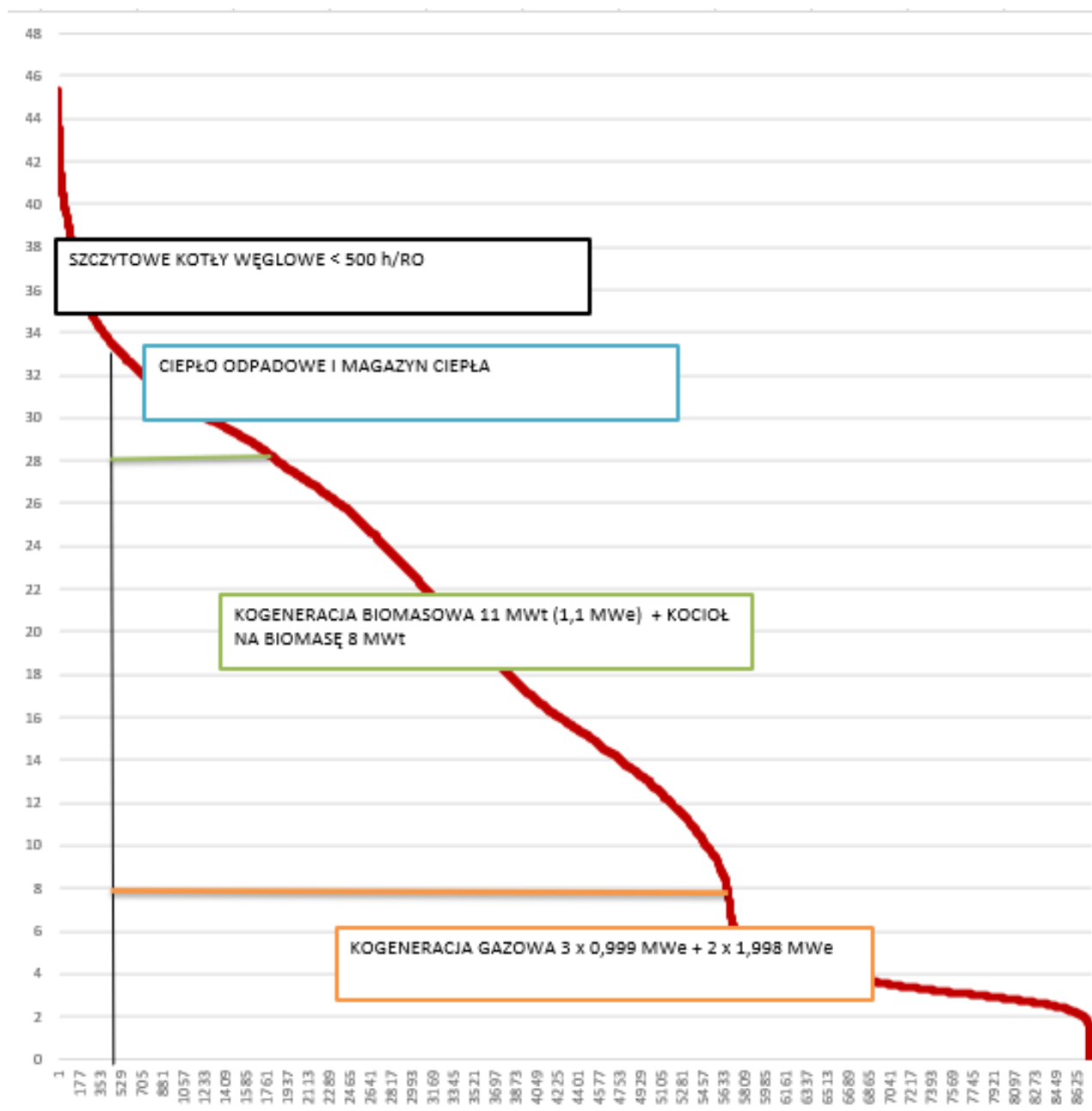
29,5	22,4	6,6	brutto	88 174	29 224	17 154	22 907	16 551	2 167	0	0
			netto	71 686	23 759	13 947	18 624	13 456	1 762	0	0

vat 16 488 5 465 3 208 4 284 3 095 405 0

Tabela 28 Moce źródeł ciepła po realizacji zadań inwestycyjnych uwzględnionych w strategii do 2030r.

Lp	Charakterystyka i parametry zainstalowanych źródeł									Instalacje zbudowane w 2023			Instalacje planowane do budowy 2024/2025		Kogeneracja gazowe palniane w lok. Ul. Opinogórska i ul. Augustiańska		Razem	razem kogeneracja + OZE+odpadowe
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
1.	Nr kotła	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
2.	Ilość szt.	KW 1	KW 2	KW 3	KP 1	KP 2	KG1	Odzysk ciepła odpadowego 1	Odzysk ciepła odpadowego 2	KG2	KG3	KPB	KWB	Farma PV	KG4	KG5		
3.	Rodzaj otrzymywanego czynnika	Goraca woda			Para technologiczna		Gorąca woda, energia elektryczna	Gorąca woda	Gorąca woda	Gorąca woda, energia elektryczna	Gorąca woda, energia elektryczna	Para, energia elektryczna	Gorąca woda	-	Gorąca woda, energia elektryczna	Gorąca woda, energia elektryczna		
4.	Rodzaj paliwa	węgiel miał typ 22			węgiel miał typ 22		gaz sieciowy typ E	ciepło odpadowe z przemysłu	ciepło odpadowe z przemysłu	gaz sieciowy typ E	gaz sieciowy typ E	biomasa	biomasa	słońce	gaz	gaz		
<b>stan na 2023rok</b>																		
1	Moc nominalna [MW]	20	29	13,9	6,5	6,5		2,0	1,2	2,562	4,778	13					99,4	23,5
2	Moc znamionowa termiczna [MW]	17,1	23	12	5,27	5,27		2,0	1,2	1,163	2,379	11,1					80,5	17,8
3	Moc znamionowa elektryczna [MW]	-	-	-	-	-				0,999	1,998	1,1					4,1	4,1
<b>stan na 2024rok</b>																		
1	Moc nominalna [MW]	20	29	13,9	6,5	6,5		2,0	1,2	2,562	4,778	13	9,3				108,7	32,8
2	Moc znamionowa termiczna [MW]	17,1	23	12	5,27	5,27		2,0	1,2	1,163	2,379	11,1	8				88,5	25,8
3	Moc znamionowa elektryczna [MW]	-	-	-	-	-				0,999	1,998	1,1					4,1	4,1
<b>stan na 2025 rok</b>																		
1	Moc nominalna [MW]	20	29	13,9	6,5	6,5	1,288	2,0	1,2	2,562	4,778	13	9,3				110,0	34,1
2	Moc znamionowa termiczna [MW]	17,1	23	12	5,27	5,27	0,648	2,0	1,2	1,163	2,379	11,1	8				89,1	26,5
3	Moc znamionowa elektryczna [MW]	-	-	-	-	-	0,64			0,999	1,998	1,1		0,998			5,7	5,7
<b>stan na 2028 rok</b>																		
1	Moc nominalna [MW]	20	29	13,9	6,5	6,5	1,288	2,0	1,2	2,562	4,778	13	9,3		7,34	2,162	119,5	43,6
2	Moc znamionowa termiczna [MW]	17,1	23	12	5,27	5,27	0,648	2,0	1,2	1,163	2,379	11,1	8		3,542	1,163	93,8	31,2
3	Moc znamionowa elektryczna [MW]	-	-	-	-	-	0,64			0,999	1,998	1,1		0,998	2,997	0,999	9,7	9,7

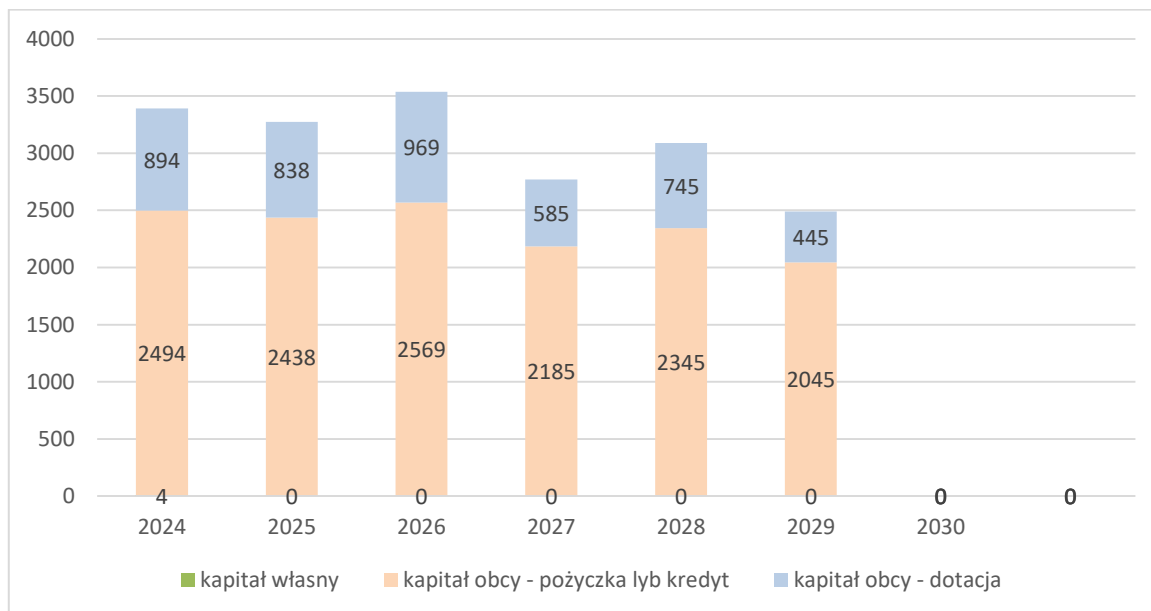
Rysunek 11 Profil zapotrzebowania i pokrycia mocy z uwzględnieniem planowanych inwestycji



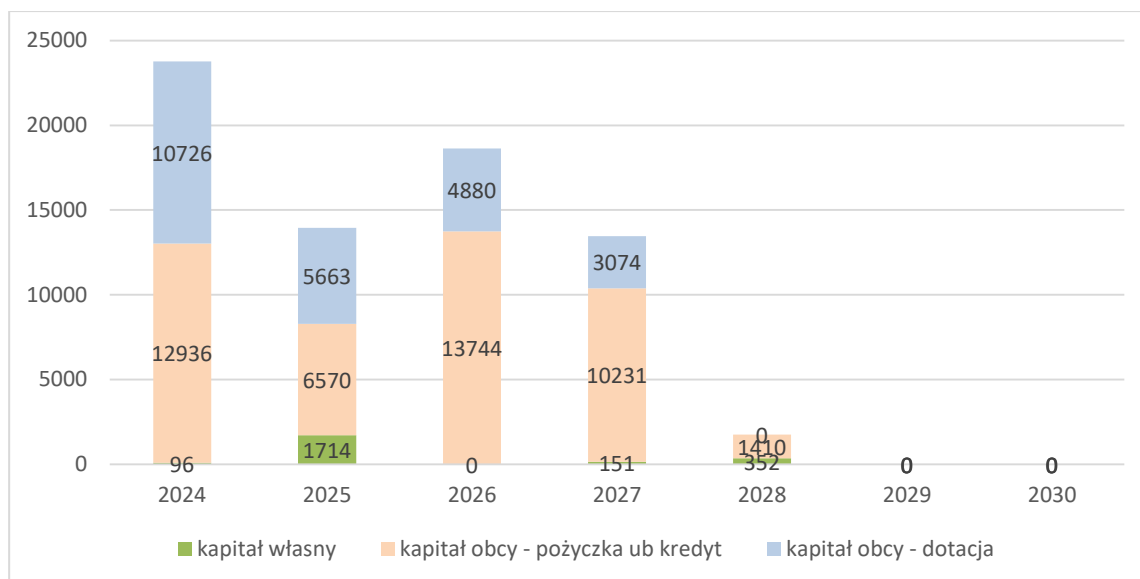


## 9. Zestawienia planowanych nakładów inwestycyjnych

Rysunek 12 Planowane nakłady na modernizację i rozwój sieci ciepłowniczej w latach 2024-2030 [tysiące zł]



Rysunek 13 Planowane nakłady na modernizację i rozwój źródeł ciepła i wytwarzanie energii elektrycznej w latach 2024-2030 [tysiące zł]



Rysunek 14 Planowane nakłady na inwestycje razem w latach 2024-2030 razem [tysiące zł]

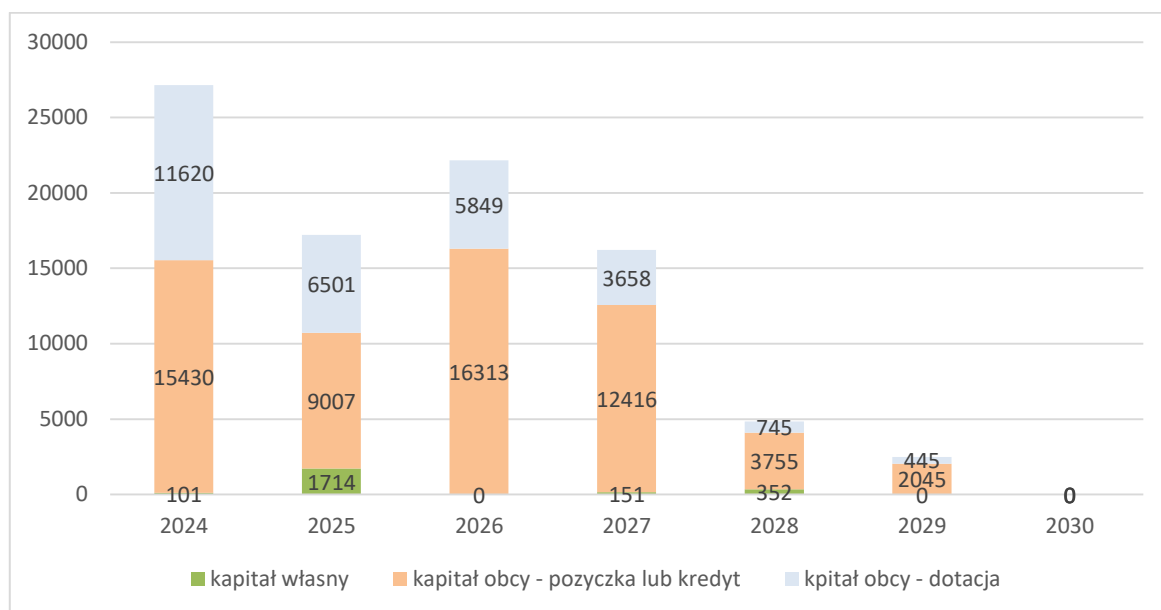


Tabela 29 Struktura kapitału obcego i własnego w planowanych nakładach inwestycyjnych [tysiącach zł]

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	suma
suma	źródło dotacja	11620	6501	5849	3658	745	445	0	28818
suma	źródło pożyczka	15430	9007	16313	12416	3755	2045	0	58967
suma	suma Ko	27050	15508	22161	16075	4500	2491	0	87785
suma	udział wł.	101	1714	0	151	352	0	0	2318
suma	w tym netto	27151	17222	22161	16226	4852	2491	0	90102
suma	w tym vat	6245	3961	5097	3732	1116	573	0	20724
suma	suma	33395	21183	27258	19957	5968	3064	0	110826

## 10. Zestawienie ekonomicznych efektów realizacji inwestycji w źródło do 2030r.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN
<b>Augustiańska + Opinogórska</b>								
Nakłady inwestycyjne	29532	0	0	0	16831	12701	0	0
Finansowanie		0	0	0	0	0	0	0
Dotacja	24,2%	0	0	0	4073	3074	0	0
Pożyczka	75,80%	0	0	0	12758	9627	0	0
środki własne		0	0	0	0	0	0	0
Spłata kredytu	15 lat	0	0	0	0	0	1492	1492
Saldo zadłużenia		0	0	0	12758	22385	20893	19401
Spłata odsetek	3,50%	0	0	0	0	702	1231	1149
Amortyzacja 5%	22385	0	0	0	0	0	1208	1208
<b>Farma PV</b>								
Nakłady inwestycyjne	3028	0	275	2753	0	0	0	0
Finansowanie		0	0	0	0	0	0	0
Dotacja	35,0%	0	96	964	0	0	0	0
Pożyczka	30,00%	0	83	826	0	0	0	0
środki własne	35,0%	0	96	964	0	0	0	0
Spłata kredytu	5 lat	0	0	0	182	182	182	182
Saldo zadłużenia		0	0	908	727	545	363	181
Spłata odsetek	6,50%	0	0	59	47	35	24	12
Amortyzacja 5%	1969	0	0	98	98	98	98	98
<b>Kocioł na biomasę</b>								
Nakłady inwestycyjne	35859	138	23484	10444	1793			
Finansowanie		0	0	0	0	0	0	0
Dotacja	45%	62	10568	4700	807	0	0	0
Pożyczka	55%	76	12916	5744	986	0	0	0
środki własne	0,0%	0	0	0	0	0	0	0
Spłata kredytu	15 lat	0	0	1611	1611	1611	1611	1611
Saldo zadłużenia		76	12930	18748	18123	16512	14900	13289
Spłata odsetek	2,44%	0	2	315	457	442	403	364
Amortyzacja 5%	19722	0	0	986	986	986	986	986

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN	TPLN
Nakłady		23759	13197	18624	12701	0	0	0
Splata kredytu		0	1 611	1 793	1 793	3 285	3 285	3 285
Splata odsetek		2	375	505	1 179	1 658	1 524	1 391
<b>Saldo zadluzenia</b>		<b>12 930</b>	<b>19 656</b>	<b>31 607</b>	<b>39 442</b>	<b>36 156</b>	<b>32 871</b>	<b>29 586</b>
Amortyzacja 5%		0	1 085	1 085	1 085	2 293	2 293	2 293
saldo A-splata rat kredytów	-1706		-527	-708	-708	-993	-993	-993
<b>spłata kredytów +spłata odsetek</b>	<b>61675</b>		<b>1 986</b>	<b>2 298</b>	<b>2 972</b>	<b>4 943</b>	<b>4 810</b>	<b>4 677</b>
tarcza podatkowa	2700		71	96	224	315	290	264
wynik brutto	0	0	0	-250	881	611	1453	1487
wynik netto	0	0	-120	-191	769	341	1023	1281



---

Załączniki:

1. Obszar zasięgu sieci ciepłowniczej i jej rozwoju.
2. Plany lokalizacji nowych źródeł.