

**Aktualizacja Planu Neutralności Klimatycznej wraz
z oceną rozwiązań technicznych, przyjętych w wariantach
rozwoju dla Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej
Spółka z o.o. z siedzibą w Gnieźnie przy ul. Staszica 13**

SPIS TREŚCI

1	PODSTAWA PRAWNA WRAZ Z UZASADNIENIEM AKTUALIZACJI PLANU NEUTRALNOŚCI KLIMATYCZNEJ.....	4
1.1	PODSTAWA PRAWNA AKTUALIZACJI PLANU.....	4
1.2	UZASADNIENIE AKTUALIZACJI PLANU	4
2	WARUNKI REALIZACJI PLANU	9
3	MIEJSCE, RODZAJ I CZAS REALIZACJI INWESTYCJI.....	13
4	OPIS ROZWAŻANYCH WARIANTÓW MODERNIZACJI INSTALACJI.....	16
5	WERYFIKACJA PRZYJĘTYCH DO 2030 R. PRZEZ PROWADZĄCEGO INSTALACJĘ WARIANTÓW POD KĄTEM SPEŁNIENIA WARUNKÓW WYNIKAJĄCYCH Z PALNU NEUTRALNOŚCI KLIMATYCZNEJ	18
5.1	ANALIZA UZYSKANIA DO 2030 R. ZNACZĄCEJ REDUKCJI EMISJI DWUTLENKU WĘGLA W ODNIESIENIU DO LAT 2019 – 2023.....	18
5.2	OCENA NAKŁADÓW CAPEX NA DZIAŁANIA MODERNIZACYJNE W CELU SPEŁNIENIA KRYTERIUM FINANSOWEGO	21
6	KRÓTKA CHARAKTERYSTYKA ŚRODKÓW I INWESTYCJI, WRAZ Z WARTOŚCIAMI DOCELOWYMI ZAKŁADANYMI PO 2030 R.	22
7	BIBLIOGRAFIA	24

1 PODSTAWA PRAWNA WRAZ Z UZASADNIENIEM AKTUALIZACJI PLANU NEUTRALNOŚCI KLIMATYCZNEJ

1.1 PODSTAWA PRAWNA AKTUALIZACJI PLANU

Zgodnie z zapisami art. 22d Rozporządzenia Komisji (UE) 2019/331 w odniesieniu do przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii [1]:

- ***Prowadzący instalacje, w okresach określonych w planie neutralności klimatycznej, o którym mowa w art. 22b, w każdym przypadku, gdy jest to konieczne, oceniają skuteczność tego planu pod względem redukcji emisji gazów cieplarnianych i w stosownych przypadkach wdrażają działania naprawcze, aby zapewnić osiągnięcie wartości pośrednich i celów. Wszelkie aktualizacje mają wpływ wyłącznie na przyszłe wartości pośrednie i cele.***

1.2 UZASADNIENIE AKTUALIZACJI PLANU

Mając na względzie przytoczoną podstawę prawną aktualizacji planu w ww. ppkt 1.1 oraz zapisy w Wytycznych dotyczące planów neutralności klimatycznej [2]:

- ***Prowadzący instalację musi monitorować postępy we wdrażaniu środków i inwestycji objętych jego CNP oraz osiąganie określonych kamieni milowych i wartości docelowych, w zgodzie z postanowieniami FAR i MRR.***

Przepisy prawa nakładają obowiązek monitorowania realizacji planu neutralności klimatycznej, a każda istotna zmiana, wpływająca na wartości pośrednie i cele powinna być zgłaszana do właściwego organu, przez prowadzącego instalację.

W przypadku Ciepłowni C13 (kod identyfikacji instalacji w rejestrze: 567), pierwotnie w planie zakładano w perspektywie 2035 r.:

- 1) Do końca 2025 r.: podjęcie uchwały w celu finansowania inwestycji. Ogłoszenie przetargu i wyłonienie wykonawcy prac na budowę kotła biomasowego wraz z

turbiną (agregat kogeneracyjny).

- 2) W latach 2026 – 2029: Realizacja ww. budowy kotła biomasowego wraz z turbiną (agregat kogeneracyjny) o mocy ciepłej ok. 9,27 MW i elektryczne ok. 2,07 MW.
- 3) W latach 2031 – 2035: Modernizacja istniejących kotłów węglowych w celu dostosowania do spalania biomasy, spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 38 ust. 5 rozporządzenia wykonawczego (UE) 2018/2066 [3] oraz uruchomienie instalacji geotermalnej o mocy ciepłej ok. 6,49 MW.

Działania związane z dekarbonizacją Ciepłowni C13 (kod identyfikacji instalacji: 567) dokonywane są w oparciu o udokumentowane decyzje organizacyjne, finansowe i techniczne, podjęte w latach 2023–2025 oraz w wyniku pogłębionych analiz wykonalności pierwotnie planowanych działań inwestycyjnych. Nie mniej jednak, **wobec dynamicznych zmian otoczenia regulacyjnego, kosztowego oraz dostępności instrumentów finansowania, niezbędne stało się dostosowanie Planu Neutralności Klimatycznej do aktualnych, realnych warunków jego realizacji, ze względu na niżej przytoczone uwarunkowania.**

W czerwcu 2025 r. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o. musiało tymczasowo zrezygnować z ubiegania się o dofinansowanie budowy kotła biomasowego z turbiną (układ kogeneracyjny) w ramach trwającego naboru Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Decyzja ta wynikała z przedłużającego się czasu rozpatrywania wniosków, co wymusiło konieczność aktualizacji studium wykonalności oraz założeń projektowych. Brak możliwości aktualizacji kwot odpowiadających poziomowi dotacji i pożyczki, spowodował trudności w zamknięciu montażu finansowego inwestycji, co uniemożliwiło kontynuowanie udziału w konkursie. Dodatkowym czynnikiem były problemy związane z aktualizacją warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, ze względu na wysokie koszty przyłączenia, operator wydał komercyjne warunki o krótkim terminie ważności, które wygasły, co wymagało ponownego złożenia wniosku o ich wydanie.

Rezygnacja z dofinansowania miała **charakter wyłącznie czasowy** i nie oznaczała odstąpienia od realizacji projektu kogeneracyjnego. Po aktualizacji dokumentacji, **we wrześniu 2025 r. Spółka ponownie złożyła wniosek do NFOŚiGW o dofinansowanie budowy układu kogeneracyjnego opalanego biomasą.**

Nie mniej jednak powyższe, spowodowało zagrożenie, niespełnienia **kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego**, wynikającego z art. 26 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej [4]. Dlatego też podjęto działania naprawcze, polegające na aktualizacji Planu Techniczno-Ekonomicznego (Planu rozwoju PEC Gniezno do dnia 30.04.2028 r.). W tym kontekście **Uchwała Rady Nadzorczej z dnia 9 września 2025 r.** zatwierdziła zmiany do przedmiotowego Planu obejmujące:

- aktualizację założeń budowy układu kogeneracyjnego opalanego biomasą,
- realizację zadania inwestycyjnego „Konwersja kotłów węglowych do spalania biomasy (K5, K1, K3, K2)”.

W efekcie dokonanych zmian, **konwersja istniejących kotłów została przyspieszona**, poprzez przesunięcie jej realizacji z pierwotnie planowanych lat 2031–2035 na okres do 2028 r., co prowadzi do wcześniejszego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i **przyspieszenia procesu dekarbonizacji systemu ciepłowniczego**, niezależnie od harmonogramu realizacji układu kogeneracyjnego.

Kolejnym elementem jest aktualizacja zakładanych kosztów uruchomienia instalacji geotermalnej o mocy cieplnej ok. 6,49 MW, która wynika z zakończenia etapu prac badawczych nad otworem geotermalnym Gniezno GT-1 oraz uzyskania rzeczywistych, potwierdzonych parametrów technicznych wód termalnych.

Na etapie opracowywania pierwotnego Planu Neutralności Klimatycznej, założenia dotyczące wykorzystania geotermii miały charakter szacunkowy i były formułowane **przed zakończeniem prac nad otworem badawczym**, a tym samym **przed poznaniem ostatecznych parametrów hydrogeologicznych wody geotermalnej**, w szczególności jej wydajności, temperatury oraz stopnia mineralizacji. W tym okresie koszt uruchomienia instalacji geotermalnej został oszacowany na poziomie ok. 45 mln PLN.

Zakończenie prac nad otworem Gniezno GT-1 potwierdziło, że możliwe jest pozyskiwanie wody termalnej z warstwy wodonośnej dolnej jury z głębokości 2252 m p.p.t., o wydajności ok. 195 m³/h i temperaturze na wypływie ok. 75,5°C. Jednocześnie uzyskane dane wykazały **wysoki stopień mineralizacji wód, który istotnie wpływa na zakres niezbędnych rozwiązań technologicznych oraz koszty eksploatacyjne i inwestycyjne planowanej instalacji.**

Na podstawie zaktualizowanych danych technicznych i analiz ekonomicznych koszt realizacji ciepłowni geotermalnej, umożliwiającej osiągnięcie mocy cieplnej ok. 6,49 MW, został oszacowany na poziomie ok. **70 mln PLN**, przy czym przewidywane koszty eksploatacyjne, wynikające m.in. z konieczności uzdatniania i załaczania wód o wysokiej mineralizacji – mogą sięgać nawet **ok. 15 mln PLN rocznie.**

W związku z powyższym aktualizacja kosztów ww. instalacji, w Planie Neutralności Klimatycznej ma charakter **korekty, wynikającej z przejścia od etapu koncepcyjnego do etapu opartego na rzeczywistych, potwierdzonych danych geologicznych, a nie zmiany kierunku strategicznego.** Uzyskane wyniki jednoznacznie potwierdzają potencjał wykorzystania geotermii w Gnieźnie, jednak **jednocześnie uzasadniają konieczność ostrożnego, etapowego podejścia do jej wdrażania, z uwzględnieniem rzeczywistych nakładów inwestycyjnych oraz długoterminowych kosztów eksploatacyjnych.** Zmiana Planu w tym zakresie ma na celu zapewnienie jego rzetelności, wykonalności oraz zgodności z aktualnym stanem wiedzy technicznej.

Przedstawione uwarunkowania determinują Prowadzącego instalację do aktualizacji przedmiotowego Planu, a wprowadzane zmiany mają charakter racjonalizujący i porządkujący, w tym zgodność z wymaganiami regulacyjnymi, przy jednoczesnym zachowaniu strategicznego celu transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku nisko- i zeroemisyjnym. **Wszelkie informacje, analizy oraz dokumenty, na które Spółka powołuje się w związku z wprowadzonymi zmianami, pozostają do wglądu w jej siedzibie.**

Mając na względzie powyższe aktualizacja Planu przedstawia się następująco:

- 1) 2025 r.: Podjęcie uchwały o zaopiniowaniu zmian Planu Techniczno –

Ekonomicznego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o. Aktualizacji studium wykonalności, założeń projektowych oraz ponownie złożyła wniosek do NFOŚiGW o dofinansowanie budowy układu kogeneracyjnego opalanego biomasą.

2) Lata 2026 – 2029:

- Budowa kotła biomasowego wraz z turbiną (agregat kogeneracyjny) o mocy cieplej ok. 9,27 MW i elektrycznej ok. 2,07 MW – koszt ok. 107,0 mln PLN.
- Modernizacja istniejących kotłów węglowych w celu dostosowania do spalania biomasy – koszt ok. 2,0 mln PLN.

3) Lata 2031 – 2035: uruchomienie instalacji geotermalnej o mocy cieplnej ok. 6,49 MW – koszt ok. 70 mln PLN.

Pozostałe inwestycje, planowane po 2035 r. pozostają bez zmian.

2 WARUNKI REALIZACJI PLANU

W celu realizacji planu neutralności klimatycznej wymagane jest spełnienie II warunków:

- **WARUNEK I:** uzyskanie przed 2030 r. znaczącej redukcji emisji dwutlenku węgla w odniesieniu do lat 2019 – 2023.
- **WARUNEK II:** równowartość finansowa dodatkowej ilości uprawnień do emisji w ramach złożonego planu neutralności klimatycznej dla podinstalacji sieci ciepłowniczej, (wg poniższej reguły), musi być przeznaczona na inwestycje przewidziane w planie neutralności:
 - liczba dodatkowych uprawnień w latach 2026-2030 obliczona na zasadach określonych dla instalacji dotychczas działającej i pomnożona przez międzysektorowy współczynnik korygujący (obecnie międzysektorowy współczynnik korygujący wynosi 1).
 - wartość ww. uprawnień obliczona w oparciu o średnią cenę uprawnień na wspólnej platformie aukcyjnej w roku kalendarzowym (<https://www.eex.com/en/markets/environmentals>), poprzedzającym złożenie do właściwego organu przedmiotowego planu (jest to 2023 r.)

W przypadku warunku I, zgodnie ze zmianami do rozporządzenia 2019/331 w odniesieniu do przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii [1], redukcja emisji jest znacząca, jeżeli indywidualny poziom emisji, wyrażony w tonach CO₂ na teradzul dostarczonego ciepła sieciowego, z instalacji lub przedsiębiorstwa sieci ciepłowniczej został zmniejszony poniżej średniego indywidualnego poziomu emisji w odnośnym okresie odniesienia to jest redukcję o 2,2 % do 2024 r., o 4,3 % z 2024 r. do (w tym) 2027 r. i o 4,4 % od 2028 r.

Powyższe zapisy zostały uszczegółowione w Wytycznych dotyczące planów neutralności klimatycznej [2] w następujący sposób:

- *Średni indywidualny poziom emisji, stanowi wskaźnik emisyjności określony dla podinstalacji sieci ciepłowniczej, o którym mowa w definicji znaczącej redukcji emisji zawartej w art. 22b ust. 3 akapit czwarty rozporządzenia 2019/331 FAR*

i odnosi się do średniego indywidualnego poziomu emisji w odpowiednim okresie odniesienia tj. 2019-2023;

- *Redukcje emisji są znaczne, jeżeli indywidualne emisje, wyrażone w tonach CO₂ na teradzule dostarczanego systemu ciepłowniczego, instalacji lub przedsiębiorstwa ciepłowniczego są zmniejszone poniżej średniego indywidualnego poziomu emisji w odpowiednim okresie odniesienia (lata 2019-2023), przy czym wskaźnik redukcji emisji odpowiada zastosowaniu liniowego współczynnika redukcji (LRF), o których mowa w art. 9 dyrektywy 2003/87/WE, począwszy od połowy odpowiedniego okresu odniesienia.*

Przedmiotowy współczynnik LRF odpowiada rocznej redukcji 2,2 % do 2024 r., 4,3 % od 2024 r. do (w tym) 2027 r. i o 4,4 % od 2028 r., a znacząca redukcja emisji dla instalacji, która ma zostać osiągnięta przed 2030 r., jest określana poprzez zastosowanie średniej rocznej redukcji począwszy od 2021 r. do emisji w okresie odniesienia (2019-2023), wynoszącej łącznie 30,4% [2]:

- *cyt. ang.: The 2023 Directive establishes the LRF for the relevant period as an annual reduction of 2.2% until 2024, 4.3% from 2024 to (and including) 2027, and 4.4% as of 2028. This means that an installation's significant reductions to be achieved before 2030 are determined by applying an average annual reduction starting from 2021 to its baseline period emissions (2019-2023) is a total of 30.4%. Note that no trajectory is prescribed for the emission levels to be achieved in the years before 2030.*

The above also means that investment and measures need to be in place in 2029 at the latest, to be taken into account for determining the significant emission reduction.

Dlatego też, inwestycja realizowana w ramach planu neutralności klimatycznej musi skutkować zmniejszeniem emisji przynajmniej o 30.4% przed 2030 r.

W przypadku warunku II, zgodnie z przedmiotowymi Wytocznymi dotyczącymi planów neutralności klimatycznej [2], w ciągu 5-letniego okresu przydziału operator wdroży środki i inwestycje zgodnie ze swoim planem. Przepisy nie określają konkretnej trajektorii (ścieżki) redukcji emisji

w czasie, ani nie wymagają wdrożenia konkretnych środków w określonym momencie.

Wartość inwestycji w redukcję emisji przed 2030 r. musi być co najmniej równa wartości dodatkowych bezpłatnych uprawnień. W tym celu należy zastosować stałą cenę emisji dwutlenku węgla, zgodną z ceną stosowaną do określania wartości inwestycji dla wytwórców energii elektrycznej w ramach derogacji art. 10c dyrektywy ETS. Odnosi się to do "wartości rynkowej" uprawnień, zdefiniowanej jako średnia cena uprawnień na wspólnej platformie aukcyjnej w poprzednim roku kalendarzowym.

W kontekście Planu Neutralności Klimatycznej odnosi się to do roku 2023, w którym średnia cena uprawnień na wspólnej platformie aukcyjnej wyniosła 83,67 euro.

Natomiast ilość dodatkowych 30 % uprawnień oblicza się analogicznie jak w przypadku standardowego przydziału dla podinstalacji sieć ciepłownicza:

$$F_{k,i} = B_{Mi} \times HAL_i \times 0,3 \text{ [upawn./rok]}$$

gdzie:

$F_{k,i}$ - roczny wstępny przydział na podinstalację ciepłowniczą i w roku k (bezpłatny przydział);

B_{Mi} - mająca zastosowanie wartość wskaźnika referencyjnego (uprawnienie/ na jednostkę ciepła = 31,15 upawn./TJ);

HAL_i - poziom działalności historycznej podinstalacji (jednostka poziomu działalności TJ/rok), przy czym zgodnie z art. 15 ust. 4 akapit drugi do zmian rozporządzenia 2019/331 [1], historyczny poziom działalności związanej z siecią ciepłowniczą odnosi się do mediany rocznego historycznego mierzalnego ciepła wyprowadzanego do celów sieci ciepłowniczej lub do produkcji tego ciepła, lub do jednego i drugiego, w okresie odniesienia (lata 2019-2023) i jest wyrażony w teradżulach na rok.

Następnie oblicza się całkowitą kwotę inwestycji, która prowadzi do znaczącej redukcji emisji przed 2030 r." w następujący sposób:

$$EQ_{\text{inwest}} = 30 \% \times PD_{2026-2030} \times C \text{ [euro]}$$

gdzie:

EQ_{inwest} - równoważny wolumen inwestycji w euro;

$PD_{2026-2030}$ - przydział bezpłatnych uprawnień dla podinstalacji sieci ciepłowniczej na mocy art. 10a dyrektywy ETS w latach 2026–2030 w EUA;

C - średnia cena uprawnień na wspólnej unijnej platformie sprzedaży aukcyjnej uprawnień w 2023 r. = 83,67 euro/uprawn.).

3 MIEJSCE, RODZAJ I CZAS REALIZACJI INWESTYCJI

Według Wytycznych dotyczących planów neutralności klimatycznej [2] pkt.

2.4 Warunkowa bezpłatna alokacja na ciepłownictwo:

- *Bezpłatne przydziały uprawnień dla operatorów sieci ciepłowniczych są przewidziane wyłącznie dla działalności ciepłowniczej operatora, która jest objęta systemem ETS. Jeśli operator sieci ciepłowniczej prowadzi również działalność inną niż ciepłownicza objętą systemem ETS, ta ostatnia nie kwalifikuje się do dodatkowych 30% bezpłatnych przydziałów. Redukcje emisji osiągnięte w tych innych działaniach nie mogą również przyczynić się do "znaczących redukcji emisji", które należy osiągnąć, aby spełnić warunki przydziału dodatkowych bezpłatnych uprawnień. **Jeśli przedsiębiorstwo ciepłownicze eksploatuje instalacje objęte systemem ETS, a także instalacje, które nie są nim objęte, inwestycje w instalacje nieobjęte ETS i redukcje emisji osiągnięte w ich wyniku, nie mogą być zaliczone do realizacji planu;***
- ***Inwestycje i środki muszą zostać wdrożone najpóźniej w 2029 r., aby mogły zostać uwzględnione przy określaniu "znaczącej redukcji emisji".*** Należy zauważyć, że inwestycje w środki mające na celu osiągnięcie znaczących redukcji emisji można również osiągnąć i wykazać wcześniej.

Natomiast w pkt. 3.2 Wymagania CNP, 3.2.2 Zakres i granice systemu tych Wytycznych [2], wprowadzono następujące zapisy:

- ***Emisje historyczne, jak również cele i granice systemu muszą być spójne z wartościami podanymi w pozwoleniach na emisję gazów cieplarnianych w instalacjach oraz zgodne z przepisami FAR i MRR. W związku z tym środki przewidziane do osiągnięcia celów muszą odnosić się do emisji w granicach systemu instalacji.*** Oznacza to, że wszelkie redukcje emisji lub pochłanianie dwutlenku węgla występujące poza granicami systemu, określonymi w zezwoleniach na emisję gazów cieplarnianych nie mogą przyczynić się do osiągnięcia określonych celów.

Oprócz szczegółowych danych i opisów przedstawionych w ramach planu do 2030 r., wg rozporządzenia 2023/2441 w odniesieniu do treści i formatu planu neutralności klimatycznej [5] należy również po tej dacie, w okresach pięcioletnich przedstawić docelowe wartości (wskaźniki emisji) oraz kamienie milowe (wskaźniki jakościowe), jak również planowane środki i inwestycje w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.

Rozporządzenie powyższe wartości i kamienie milowe definiuje w następujący sposób:

- **„wartości docelowe”** oznaczają wskaźniki ilościowe w odniesieniu do postępów w realizacji środka lub inwestycji z zamiarem osiągnięcia celu polegającego na osiągnięciu neutralności klimatycznej do 2050 r., określonego w art. 2 rozporządzenia (UE) 2021/1119, na poziomie instalacji lub opcjonalnie na poziomie przedsiębiorstwa w przypadku operatorów sieci ciepłowniczych, na podstawie art. 10a ust. 1 akapit piąty oraz art. 10b ust. 4 akapit trzeci dyrektywy 2003/87/WE, z wyłączeniem wykorzystania jednostek kompensacji emisji;
- **„kamienie milowe”** oznaczają wskaźniki jakościowe w odniesieniu do postępów w realizacji środka lub inwestycji z zamiarem osiągnięcia celu polegającego na osiągnięciu neutralności klimatycznej do 2050 r., określonego w art. 2 rozporządzenia (UE) 2021/1119, na poziomie instalacji lub opcjonalnie na poziomie przedsiębiorstwa w przypadku operatorów sieci ciepłowniczych, na podstawie art. 10a ust. 1 akapit piąty oraz art. 10b ust. 4 akapit trzeci dyrektywy 2003/87/WE, z wyłączeniem wykorzystania jednostek kompensacji emisji;
- **„częściowe wartości docelowe i kamienie milowe”** oznaczają wartości docelowe i kamienie milowe wyznaczone na dzień 31 grudnia 2025 r., a następnie wyznaczane co pięć lat na dzień 31 grudnia.

Szacowany (ilościowy i jakościowy) wpływ każdego środka i inwestycji na emisje gazów cieplarnianych w każdym z pięcioletnich okresów, ma być określany w podziale na kategorie technologii niskoemisyjnych z uzasadnieniem ich wyboru.

Kwestie te zostały ujęte w pkt 7 załącznika do rozporządzenia 2023/2441 w odniesieniu do treści i formatu planu neutralności klimatycznej [5]:

- *ocena ilościowa i jakościowa szacunkowego wpływu każdego środka i każdej inwestycji, w odniesieniu do każdego z pięcioletnich okresów, o których mowa w art. 10b ust. 4 akapit czwarty dyrektywy 2003/87/WE, na obniżenie emisji gazów cieplarnianych w tym, w możliwym zakresie, podział ogólnego wpływu na następujące kategorie:*
 - *przejsięcie na technologie nisko- lub bezemisyjne;*
 - *efektywność energetyczna i oszczędność energii;*
 - *przejsięcie z paliw kopalnych na:*
 - *wodór;*
 - *energię elektryczną;*
 - *biomasę spełniającą kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w art. 38 ust. 5 rozporządzenia wykonawczego (UE) 2018/2066;*
 - *paliwa alternatywne pochodzące ze strumienia odpadów;*
 - *inne źródła energii odnawialnej;*
 - *zasobooszczędność, w tym mniejsze zużycie materiałów i recykling;*
 - *wychwytywanie, składowanie i utylizacja dwutlenku węgla;*
- *opis powodów, dla których zamiast innych potencjalnych środków dekarbonizacji wybrano środki opisane wyżej – w odniesieniu do ich szacunkowego wpływu na obniżenie emisji gazów cieplarnianych.*

4 OPIS ROZWAŻANYCH WARIANTÓW MODERNIZACJI INSTALACJI

Według uwarunkowań przedstawionych w pkt 1 opracowania, działania związane z dekarbonizacją Ciepłowni C-13 zlokalizowanej przy ul. Spichrzowa 18 opierają się na decyzjach organizacyjnych, uwzględniających aspekty finansowe i techniczne oraz zmieniające się otoczenie regulacyjne, kosztowego oraz dostępności instrumentów finansowania.

Mając na względzie powyższe, w perspektywie krótkoterminowej, Prowadzący instalację opiera się na aktualizacji Planu Techniczno-Ekonomicznego, (Planu rozwoju PEC Gniezno Sp. z o.o.), wymienionego w pkt. 1 opracowania. Plan ten zakłada przed 2030 r.:

- Uzyskanie dofinansowania i budowę kotła biomasowego wraz z turbiną (agregat kogeneracyjny) o mocy cieplej ok. 9,27 MW i elektrycznej ok. 2,07 MW.
- Modernizacja istniejących kotłów węglowych w celu dostosowania do spalania biomasy, spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 38 ust. 5 rozporządzenia wykonawczego (UE) 2018/2066 [3].

Do dnia 31.03.2025 r. zakończono modernizację kotła WR-10 M nr 6, obejmującą jego konwersję z paliwa węglowego na biomasę, co zostało potwierdzone decyzją Urzędu Dozoru Technicznego dopuszczającą kocioł do eksploatacji na paliwie biomasowym. Pozostałe kotły węglowe, tj. WR-10 M nr 1, WR-5 nr 2, WR-10 M nr 3 oraz WR-25 M nr 5, objęte Planem Neutralności Klimatycznej, znajdują się w trakcie procesu modernizacji, realizowanym zgodnie z zawartą umową oraz przyjętym harmonogramem prac.

Modernizacja kotłów w kierunku spalania w 100% biomasy, nie wyklucza możliwości również spalania węgla. Podejście takie zapewnia **bezpieczeństwo funkcjonowania systemu ciepłowniczego**, w szczególności w sytuacjach ryzyka **zakłóceń w dostawach paliw**, ograniczonej dostępności biomasy lub **istotnych wahań cen paliw**, a tym samym stanowi element **dywersyfikacji paliwowej i stabilizacji**

kosztów wytwarzania ciepła, istotnych z punktu widzenia **akceptowalności społecznej cen ciepła dla odbiorców końcowych**.

Natomiast w perspektywie po 2030 r. zakłada się uruchomienie instalacji geotermalnej o mocy cieplnej ok. 6,49 MW.

Przy czym, jak przedstawiono to w pkt 1 opracowania **kalkulacja kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych ma charakter szacunkowy i może ulec dalszym zmianom** wraz z doprecyzowaniem rozwiązań technologicznych, modelem finansowania oraz warunkami rynkowymi obowiązującymi na etapie podejmowania decyzji inwestycyjnej.

Niemniej jednak należy podkreślić, że **uzyskane parametry wody geotermalnej, w szczególności jej temperatura, wydajność oraz stabilność zasobu, są perspektywiczne z punktu widzenia wykorzystania na cele ciepłownicze**. Parametry te umożliwiają technicznie włączenie źródła geotermalnego do systemu ciepłowniczego miasta. Potencjał ten uzasadnia dalsze uwzględnianie geotermii w strategicznych planach rozwoju PEC Gniezno, **przy jednoczesnym zachowaniu racjonalnego, etapowego podejścia do decyzji inwestycyjnych wraz z opłacalnością ekonomiczną podejmowanych działań**.

Na obecnym etapie, po 2035 r. **Prowadzący instalację utrzymuje koncepcję rozwoju systemu ciepłowniczego opartą na wykorzystaniu źródeł geotermalnych**, realizowaną w modelu hybrydowym, obejmującym w szczególności:

- **zabudowę pomp ciepła zasilanych wodą geotermalną** o łącznej mocy cieplnej ok. 16,74 MW,
- **zabudowę gruntowej pompy ciepła** o mocy cieplnej ok. 0,304 MW,
- **instalację ogniw fotowoltaicznych** o mocy elektrycznej ok. 4 MWe, przeznaczonych w szczególności do pokrycia zapotrzebowania własnego układów pomp ciepła.

Jednocześnie należy zaznaczyć, że **przedstawiona koncepcja ma charakter kierunkowy, a szczegółowe nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne oraz opłacalność ekonomiczna poszczególnych elementów**, będą podlegały bieżącej aktualizacji wraz z postępem prac projektowych, analizą dostępnych mechanizmów wsparcia oraz zmieniającymi się uwarunkowaniami rynkowymi i regulacyjnymi.

5 WERYFIKACJA PRZYJĘTYCH DO 2030 R. PRZEZ PROWADZĄCEGO INSTALACJĘ WARIANTÓW POD KĄTEM SPEŁNIENIA WARUNKÓW WYNIKAJĄCYCH Z PALNU NEUTRALNOŚCI KLIMATYCZNEJ

W celu realizacji planu neutralności klimatycznej, należy przede wszystkim spełnić II warunki:

- WARUNEK I: uzyskanie przed 2030 r. znaczącej redukcji emisji dwutlenku węgla w odniesieniu do lat 2019 – 2023.
- WARUNEK II: koszt inwestycji musi stanowić min. równowartość przyznanych dodatkowych uprawnień.

5.1 ANALIZA UZYSKANIA DO 2030 R. ZNACZĄCEJ REDUKCJI EMISJI DWUTLENKU WĘGLA W ODNIESIENIU DO LAT 2019 – 2023

Plan neutralności klimatycznej obejmuje Ciepłownię C13 – nr KPRU PL-0294-05 o mocy w paliwie 87,800 MW.

W tabeli 4 - 1 przedstawiono podstawowe dane emisyjne i produkcyjne za lata 2019 - 2023, raportowane w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Tabela 5-1: Dane emisyjne i produkcyjne za lata 2019 – 2023 wg zweryfikowanego formularza BDR (raport dotyczący danych podstawowych w odniesieniu do IV etapu EU ETS)

Rok	Em (emisja CO ₂ odniesiona do PC _{netto} podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple (non CL Inon CBAM)) t CO ₂ e/rok	Em (emisja CO ₂ odniesiona do PC _{netto} podinstalacja sieć ciepłownicza) t CO ₂ e/rok	PC _{netto} (ciepło mierzałne netto podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple (non CL I non CBAM)) ZGŁOSZONY HPD TJ/rok	PC _{netto} (ciepło mierzałne netto podinstalacja sieć ciepłownicza) ZGŁOSZONY HPD TJ/rok	Wsk. prod. PC _{netto} (ciepło mierzałne netto podinstalacja opartym na cieple emisyjności (non CL I non CBAM)) Mg/TJ	Wsk. prod. PC _{netto} (ciepło mierzałne netto podinstalacja sieć ciepłownicza) Mg/TJ
2019	895	40 902	8,541	390,191	104,83	104,83
2020	743	29 456	6,869	272,380	108,14	108,14
2021	514	32 675	4,850	308,410	105,95	105,95
2022	1 561	29 411	14,450	272,254	108,03	108,03
2023	396	20 756	6,428	337,042	61,58	61,58
					97,70	97,70
					śr. wsk. em.	śr. wsk. em.

W ramach realizacji planu neutralności klimatycznej, tak jak zostało to przedstawione w opracowaniu, zostanie przeprowadzona inwestycja, polegająca na budowie kotła biomasowego wraz z turbiną (agregat kogeneracyjny) o mocy cieplej ok. 9,27 MW i elektrycznej ok. 2,07 MW oraz modernizacja istniejących kotłów w zakresie zmiany paliwa na biomasę, przez co **emisja dwutlenku węgla spadnie do zera, a tym samym zostanie spełniony warunek znaczącej redukcji emisji.**

Tabela 5 - 2: Emisja, produkcja, wskaźniki emisji dla podinstalacji sieć ciepłownicza w ramach realizacji planu neutralności klimatycznej do 2030 r.

Źródło ciepła	P _{Cnetto} (ciepło mierzalne netto dla podinstalacji sieć ciepłownicza) TJ/rok	Wsk. prod. P _C Mg/TJ	Em (emisja CO ₂ odniesiona do P _{Cnetto} sieć ciepłownicza) Mg/rok
Istniejące kotły po modernizacji opalane biomasą	278,805	0,0	0
Układ kogeneracyjny opalaný biomasą (agregat kogeneracyjny Agkogen-BIO)	237,109	0,0	0
Razem	515,914	0,0	0

Spalana biomasa będzie spełniała kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 38 ust. 5 rozporządzenia wykonawczego (UE) 2018/2066 [3].

5.2 OCENA NAKŁADÓW CAPEX NA DZIAŁANIA MODERNIZACYJNE W CELU SPEŁNIENIA KRYTERIUM FINANSOWEGO

W ramach działań inwestycyjnych zostanie wybudowany kocioł biomasowy wraz z turbiną (agregat kogeneracyjny). Planowany koszt przedmiotowej inwestycji to ok. 107,0 mln PLN.

Zgodnie z komunikatem KOBiZE [7] wartość inwestycji w redukcję emisji przelicza się na podstawie średniej ceny uprawnień do emisji na wspólnej platformie aukcyjnej w 2023 r., co oznacza, że należy przyjąć w przeliczeniu inwestycji ze złotych polskich na euro wg średniego rocznego kursu z roku 2023. Zgodnie z danymi Ministerstwa Finansów [8] kurs ten wyniósł EUR = 4,5437 PLN. **Po przeliczeniu przedmiotowa inwestycja wyniesie ok. 23,549 mln EUR.**

Ponadto w analizowanym okresie rozpoczęto modernizację istniejących kotłów węglowych, w celu spalania biomasy. Koszt modernizacji to ok. 2,0 mln PLN, co po przeliczeniu wg powyższych założeń, daje **wartość 0,440 mln EUR.**

Zgodnie z art. 15 ust. 5 do zmian rozporządzenia 2019/331 FAR [1], historyczny poziom działalności związanej z siecią ciepłowniczą odnosi się do mediany rocznego historycznego mierzalnego ciepła (HAL) wyprowadzanego do celów sieci ciepłowniczej lub do produkcji tego ciepła, lub do jednego i drugiego, w okresie odniesienia (lata 2019-2023) i jest wyrażony w teradżulach na rok. **Dla przedmiotowej instalacji HAL wynosi 308 TJ/rok.**

Biorąc pod uwagę powyższe, dane z tabeli 5-1 dla $P_{C_{netto}}$ (ciepło mierzalne netto dla podinstalacji sieć ciepłownicza) oraz zależności opisane w pkt 1 opracowania, roczny przydział bezpłatnych uprawnień w ramach planu neutralności klimatycznej wyniesie 2 882, a łączna ilość w latach 2026-2030 będzie na poziomie 14 410 uprawnień. Zgodnie z danymi giełdy EEX [9] średnia cena uprawnień w 2023 r. wyniosła 83,67 EUR/uprawń. Dla spełnienia warunku II planu neutralności klimatycznej, wartość inwestycji w redukcję emisji przed 2030 r. musi być co najmniej równa wartości dodatkowych bezpłatnych uprawnień. **W analizowanym przypadku jest to kwota 1,206 mln EUR. Natomiast przedmiotowe inwestycje szacowane są w wysokości ok. 23,989 mln EUR, przez co warunek ten zostanie spełniony.**

6 KRÓTKA CHARAKTERYSTYKA ŚRODKÓW I INWESTYCJI, WRAZ Z WARTOŚCIAMI DOCELOWYMI ZAKŁADANYMI PO 2030 R.

Po roku 2030 planowane są kolejne etapy rozwoju systemu ciepłowniczego, w oparciu o koncepcję rozwoju systemu ciepłowniczego opartą na wykorzystaniu źródeł geotermalnych, realizowaną w modelu hybrydowym, zgodnie z przedstawionymi informacjami w tabelach 6-1 i 6-2. Przy czym, w tabeli 6-1 ujęto również inwestycje planowane do realizacji przed 2030 r. dla przedstawienia pełnego bilansu produkcyjnego systemu ciepłowniczego.

Tabela 6-1: Emisja, produkcja, wskaźniki emisji dla podinstalacji sieć ciepłownicza w ramach realizacji planu neutralności klimatycznej

Lata	Źródło ciepła	Zakładana prod. ciepła TJ/rok	Wsk. prod. Pc Mg/TJ	Em (emisja CO ₂) Mg/rok
2031-2035	Układ kogeneracyjny opalany biomasą (agregat kogeneracyjny Agkogen-BIO)	188,577	0,00	0
	Zmodernizowane kotły węglowe zasilane biomasą (KW-BM)	166,608	0,00	0
	Geotermia (GEO)	162,729	0,00	0
	Razem	517,914	0,00	0
2036-2040	Układ kogeneracyjny opalany biomasą (agregat kogeneracyjny Agkogen-BIO)	188,577	0,00	0
	Geotermia (GEO)	162,729	0,00	0
	Pompy ciepła zasilane wodą geotermalną (PC-GEO)	109,034	0,00	0

	Zmodernizowane kotły węglowe zasilane biomasą (KW-BM)	58,967	0,00	0
	Razem	519,307	0,00	0
po 2040	Układ kogeneracyjny opalany biomasą (agregat kogeneracyjny Agkogen-BIO)	188,577	0,00	0
	Geotermia (GEO)	162,729	0,00	0
	Pompy ciepła zasilane wodą geotermalną (PC-GEO)	109,034	0,00	0
	Zmodernizowane kotły węglowe zasilane biomasą (KW-BM)	37,909	0,00	0
	Gruntowe pompy ciepła wraz z ogniwami PV (PC-GR+PV)	21,053	0,00	0
	Razem	519,302	0,00	0

Tabela 6 - 2: Szacowane koszty inwestycyjne CAPEX w ramach realizacji planu neutralności klimatycznej po 2030 r.

Inwestycja	CAPEX PLN	CAPEX EUR
Geotermia (GEO)	70 000 000	15 405 947
Pompy ciepła zasilane wodą geotermalną (PC-GEO)	57 150 049	12 577 866
Gruntowe pompy ciepła wraz z ogniwami PV (PC-GR+PV)	8 554 209	1 882 653

7 BIBLIOGRAFIA

- [1] Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2024/873 z dnia 30 stycznia 2024 r. zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2019/331 w odniesieniu do przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii;
- [2] Wytoczne dotyczące planów neutralności klimatycznej jako warunku przydziału bezpłatnych uprawnień (dokument nr°11) – wersja ostateczna wydana w dniu 26 lutego 2024 r. (zmieniona maj 2024);
- [3] Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniające rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012;
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955;
- [5] Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2023/2441 z dnia 31 października 2023 r. ustanawiające zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE parlamentu europejskiego i rady w odniesieniu do treści i formatu planu neutralności klimatycznej niezbędnego do przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji;
- [6] Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r. zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych oraz rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2178 w odniesieniu do publicznego ujawniania szczególnych informacji w odniesieniu do tych rodzajów działalności gospodarczej;
- [7] <https://www.kobize.pl/pl/faqCategory/id/31/plan-neutralnosci-klimatycznej-cnp>;
- [8] <https://www.gov.pl/web/finanse/srednie-arytmetyczne>;
- [9] <https://www.eex.com/en/markets/environmentals>.