



**Instytut Badań
Stosowanych**

POLITECHNIKI WARSZAWSKIEJ SP. Z O.O.

**Aktualizacja Planu Neutralności Klimatycznej wraz
z oceną rozwiązań technicznych, przyjętych w wariantach
rozwoju dla Szczecińskiej Energetyki Ciepła Spółka z o.o.
z siedzibą w Szczecinie przy ul. Zbożowej 4
CIEPŁOWNIA REJONOWA DĄBSKA**

Instytut Badań Stosowanych
Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o.

Adres biura:
ul. Rektorska 4, 00-614 Warszawa

tel.: 22 234 7052
e-mail: biuro.ibs@pw.edu.pl



Podstawa prawna wykonania opracowania:

Zamówienie nr 119/Z/G/SG/2025 z dnia 03.12.2025 r., na podstawie Umowy Ramowej, zadanie pn.: „Aktualizacja Planów Neutralności Klimatycznej dla spółek SEC oraz SEC Region”.

Zamawiający: Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o., ul. Zbożowa 4, 70-653 Szczecin. Dane rejestrowe: Sąd Rejonowy Szczecin – Centrum XIII Wydział Gospodarczego Krajowego Rejestru Sądowego KRS 0000131910 NIP: 851 010 94 44 REGON: 811655650.

Wykonawca: Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o.

Siedziba: ul. St. Noakowskiego 18/20, 00-668 Warszawa, Biuro i adres do korespondencji: ul. Rektorska 4, pok. 4.19, 00-614 Warszawa, tel. +48 22 234 70 52, email: biuro.ibs@pw.edu.pl

Opracował:

Zatwierdził:

SPIS TREŚCI

SPIS TREŚCI	3
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 PLANU 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 WAROTOŚCIAMI 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

Według zapisów 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.***
- *W przypadku aktualizacji planu neutralności klimatycznej w odniesieniu do pośrednich wartości i celów prowadzący instalację przedkłada bez zbędnej zwłoki zaktualizowany plan właściwemu organowi.*

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]:

- *W 2025 r. i w każdym kolejnym pięcioletnim okresie przydziału prowadzący instalację musi monitorować postępy we wdrażaniu środków i inwestycji objętych jego CNP oraz osiągnięcie 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 Rejonowej Dąbska (kod identyfikacji instalacji w rejestrze: 215), pierwotnie w planie zakładano:

- 1) Do końca 2025 r. podjęcie uchwały w celu finansowania inwestycji. Ogłoszenie przetargu i wyłonienie wykonawcy prac.
- 2) W latach 2026 – 2029: przygotowanie procesu inwestycyjnego, kontrakt na dostawę kotła biomasowego o zainstalowanej mocy ciepłowniczej ok. 12,5 MW, prace budowlane, oddanie do eksploatacji.
- 3) W latach 2031 – 2035: przygotowanie procesu inwestycyjnego na dostawę kolejnego kotła biomasowego o zainstalowanej mocy ciepłowniczej ok. 12,5 MW, prace budowlane, oddanie do eksploatacji.
- 4) W latach 2036 – 2040: przygotowanie procesu inwestycyjnego na dostawę kotła opalanego biometanem lub wodorem o zainstalowanej mocy ciepłowniczej ok. 13,0 MW, prace budowlane, oddanie do eksploatacji.

System ciepłowniczy miasta Szczecin zasilany jest przez wiele źródeł ciepła, przez co jego struktura wytwarzania, ulega modyfikacjom w czasie. Oprócz instalacji należących do Szczecińskiej Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., w których eksploatowana jest m.in. Ciepłownia Rejonowa Dąbska (objęta przedmiotowym planem neutralności klimatycznej), są również instalacje należące do PGE Energia Ciepła S.A., New Cogen Sp. z o.o., jak również Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Sp. z o.o.

Wielu dostawców ciepła, duży rynek odbiorców, w tym dynamicznie zmieniające się wymogi dotyczące transformacji energetycznej, wymuszają na operatorach instalacji aktualizację wcześniej przyjętych założeń. Dlatego też istotną kwestią jest zachowanie spójności zamierzeń i działań wszystkich uczestników rynku ciepła systemowego.

Powyższe znalazło swoje odzwierciedlenie m.in. w podpisanym „Liście intencyjnym” z dn. 09.07.2024 r. w sprawie dekarbonizacji systemu ciepłowniczego i utrzymania

statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, którego stronami są ww. dostawcy ciepła oraz Gmina Miasto Szczecin.

Ponadto działania związane z dekarbonizacją Ciepłownia Rejonowa Dąbska prowadzone są według strategicznego projektu transformacji energetycznej pod nazwą „Coal Exit”, obejmującego spółki należące do grupy E.ON, a który zakłada odejście od źródeł węglowych (węgla) i modernizację systemów wytwarzania ciepła i energii do technologii nisko- lub bezemisyjnych w 2030 r.

W ramach ww. projektu oraz współpracy pomiędzy poszczególnymi wytwórcami ciepła przeprowadzono pogłębione analizy doboru źródeł wytwórczych, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów zapisanych w art. 26 Dyrektywy o efektywności energetycznej [4], dotyczących spełnienia kryteriów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. W przypadku Ciepłowni Rejonowej Dąbska, zaplanowana wcześniej budowa dwóch kotłów biomasowych, przy zauważalnych coraz większych trudnościach w pozyskaniu biomasy, spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju, skutkowałą zmianą planowanych inwestycji. Dlatego też, zrezygnowano z budowy drugiego kotła biomasowego na rzecz kotła wielopaliwowego. Kocioł ten przygotowany będzie do spalania gazu ziemnego, a w przyszłości do paliw zero i niskoemisyjnych, takich jak wodór lub biopaliwa. **Podejście takie ma na celu dywersyfikację paliwową instalacji, przez co zwiększy się jej odporność do ewentualne zakłócenia dostaw i cen poszczególnych paliw.**

W porównaniu do pierwotnie przedstawionych planów, realizację inwestycji zdecydowano się przeprowadzić w formule EPCM (Engineering, Procurement, Construction, Management). Pierwszym zaplanowanym etapem jest wybór inżyniera kontraktu, który w zakresie swoich zadań będzie miał m.in. przygotowywanie dokumentacji przetargowej oraz współudział w wyborze wykonawcy poszczególnych technologii/ elementów inwestycji. Decyzja ta poparta niżej wymienionymi argumentami spowodowała przesunięcie rozpoczęcia inwestycji w czasie.

Nie powoduje to jednak zagrożenia wypełnienia zapisów planu neutralności klimatycznej.

Obecnie ogłoszono drugi raz przetarg (PZ-14131) w celu wyłonienia inżyniera kontraktu dla inwestycji związanych z budową nowych źródeł ciepła w 4 miejscowościach: Szczecin, Chojnice, Słubice, Skarżysko-Kamienna. Termin składania wniosków upływa 15.12.2025 r. Pierwsze postępowanie (PZ-13915) zakończone 08.10.2025 r., nie przyniosło efektów z powodu braków formalnych oferentów. Decyzja o połączeniu postępowań przetargowych dla 4 lokalizacji oparta była na:

1. Unifikacji rozwiązań technologicznych, poprzez wdrożenie spójnych standardów technologicznych w czterech miastach dla zapewnienia:

- Efektywności operacyjnej – jednolite rozwiązania ułatwiają eksploatację, serwis i szkolenie personelu.
- Optymalizacji kosztów – wspólne specyfikacje umożliwiają negocjacje korzystniejszych warunków zakupu urządzeń i usług.
- Standaryzacji parametrów pracy – zapewnia kompatybilność z systemami SCADA, układami pomiarowymi i procedurami bezpieczeństwa.

2. Minimalizacji ryzyk projektowych - rozpisanie przetargu na wykonawstwo przed zakończeniem fazy unifikacji mogłoby skutkować:

- Rozbieżnościami w rozwiązaniach technicznych między miastami, co może generować dodatkowe koszty i utrudnienia w zarządzaniu projektami, w ramach jednej grupy kapitałowej.
- Brakiem interoperacyjności w zakresie np. automatyki, sterowania, monitoringu.
- Wzrostem kosztów utrzymania w perspektywie wieloletniej (różne części zamienne, różne procedury serwisowe).

3. Zatrudnienie inżyniera kontraktu na obecnym etapie pozwala:

- Koordynować proces projektowy w 4 lokalizacjach, zapewniając spójność

dokumentacji.

- Przygotować jednolite wytyczne techniczne dla przyszłych wykonawców.
- Zarządzać harmonogramem i ryzykiem przed rozpoczęciem robót budowlanych.
- Redukcję ryzyka zmian projektowych w trakcie budowy, które mogłyby generować dodatkowe koszty i opóźnienia.

Mając na względzie powyższe aktualizacja planu przedstawia się następująco:

- 1) 2025 r. ogłoszenie przetargu na wyłonienia inżyniera kontraktu dla inwestycji związanych z budową nowych źródeł ciepła.
- 2) Lata 2026 – 2029:
 - Wybór inżyniera kontaktu.
 - Podjęcie uchwały w celu finansowania inwestycji.
 - Ogłoszenie przetargu i wyłonienie wykonawcy prac inwestycyjnych.
 - Budowa kotła wodnego wielopaliwowego o zainstalowanej mocy cieplnej ok. 12,5 MW, przygotowanego do spalania gazu ziemnego, a w przyszłości do paliw zero i niskoemisyjnych jak wodór, czy biopaliwa.
 - Budowa kotła wodnego biomasowego o zainstalowanej mocy cieplnej ok. 12,0 MW.
- 3) Lata 2031 – 2035: budowa kolejnego kotła wodnego wielopaliwowego o zainstalowanej mocy cieplnej ok. 12,5 MW, przygotowanego do spalania gazu ziemnego, a w przyszłości do paliw zero i niskoemisyjnych jak wodór lub biopaliwa.

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 Wytycznymi 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 redukcją 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 wyznaczone 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:*
 - *przejście na technologie nisko- lub bezemisyjne;*
 - *efektywność energetyczna i oszczędność energii;*
 - *przejście 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

Przedstawione w pkt 1 opracowania, działania związane z dekarbonizacją Ciepłowni Rejonowej Dąbska prowadzone są według strategicznego projektu transformacji energetycznej pod nazwą „Coal Exit”, obejmującego spółki należące do grupy E.ON, a który zakłada odejście od źródeł węglowych i modernizację systemów wytwarzania ciepła i energii do technologii nisko- lub bezemisyjnych w 2030 r.

Obecnie w Ciepłowni eksploatowane są kotły wodne, opalane węglem kamiennym o sumarycznej mocy zainstalowanej 64,4 MW i kocioł olejowy jako jednostka szczytowo-rezerwowa o znikomej produkcji ciepła.

Dekarbonizacja przedmiotowej instalacji ma następować sukcesywnie, poprzez zastępowanie produkcji ciepła z kotłów węglowych, produkcją z kotłów opalanych nisko – i/lub bezemisyjnymi paliwami.

Na początku 2029 r. planowane jest oddanie do eksploatacji kotła wodnego wielopaliwowego ((multi-fuel) o zainstalowanej mocy cieplnej ok. 12,5 MW, przygotowanego do spalania gazu ziemnego, a w przyszłości do paliw zero i niskoemisyjnych, jak wodór lub biopaliwa. W drugiej połowie tego samego roku zakłada się uruchomienie kotła wodnego biomasowego o zainstalowanej mocy cieplnej ok. 12,0 MW, opalanego biomasą spełniającą kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 38 ust. 5 rozporządzenia wykonawczego (UE) 2018/2066 [3].

Powyższe działania związane będą z zapewnieniem efektywnego energetycznie system ciepłowniczego, wynikającego z art. 26 ust. 1 Dyrektywy o efektywności energetycznej [4] i realizacją dekarbonizacji Ciepłowni Rejonowej Dąbska.

Następnie w latach 2031–2035 planowane jest uruchomienie kolejnego kotła wodnego o mocy cieplnej ok. 12,5 MW, zasilanego gazem ziemnym, zaprojektowanego jako jednostka wielopaliwowa (multi-fuel). Instalacja zostanie zaprojektowana i zrealizowana w sposób umożliwiający wykorzystanie odnawialnych i niskoemisyjnych paliw, w tym biometanu oraz wodoru, a także zapewniający techniczną możliwość pełnego przejścia na te paliwa najpóźniej do dnia 31 grudnia 2035 r.

Tym samym planowana inwestycja będzie zgodna z technicznymi kryteriami kwalifikacji określonymi dla działalności 4.31 „Produkcja energii cieplnej/chłodniczej z gazowych paliw kopalnych w efektywnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym”, wynikającymi z Rozporządzenia Delegowanego Komisji (UE) 2022/1214 [6]:

- *obiekt jest zaprojektowany i zbudowany w taki sposób, aby wykorzystywał odnawialne lub niskoemisyjne paliwa gazowe, a przejście na pełne wykorzystanie odnawialnych lub niskoemisyjnych paliw gazowych nastąpi do dnia 31 grudnia 2035 r.*

Realizacja pełnego przejścia na odnawialne lub niskoemisyjne paliwa będzie uzależniona od ich faktycznej dostępności rynkowej, spełnienia wymogów bezpieczeństwa technicznego oraz zachowania ekonomicznej akceptowalności systemu ciepłowniczego dla odbiorców końcowych.

W przypadku ograniczonej dostępności paliw bezemisyjnych lub niskoemisyjnych, bądź ich cen istotnie zagrażających stabilności finansowej systemu lub akceptowalności społecznej taryf ciepła, dopuszcza się czasowe stosowanie mieszanek paliwowych lub paliw przejściowych, przy jednoczesnym zachowaniu kierunku dekarbonizacji i zgodności z obowiązującymi ramami regulacyjnymi.

Decyzje dotyczące struktury paliwowej po 2035 r. będą podejmowane z uwzględnieniem lokalnych uwarunkowań społeczno-gospodarczych, obowiązujących przepisów prawa oraz dostępnych mechanizmów wsparcia transformacji energetycznej.

Ryzyko ograniczonej dostępności paliw niskoemisyjnych i bezemisyjnych po 2035 r. zostało zidentyfikowane jako istotne ryzyko transformacyjne i będzie podlegało okresowej weryfikacji.

5 WERYFIKACJA PRZYJĘTYCH DO 2030 R. PRZEZ PROWADZĄCEGO INSTALACJĘ WARIANTÓW POD KĄTEM SPEŁNIENIA WARUNKÓW WYNIKAJĄCYCH Z PLANU 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 CR Dąbska – nr KPRU PL-0328-05.

W tabeli 5 - 1 przedstawiono podstawowe dane emisyjne i produkcyjne za lata 2019 – 2023 wg zweryfikowanego formularza BDR (raport dotyczący danych podstawowych w odniesieniu do IV etapu EU ETS).

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	Całkowite emisje bezpośrednie instalacji t CO2e/rok	Em (emisja CO ₂ odniesiona do PC _{netto} podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple (non CL non CBAM) t CO2e/rok	Em (emisja CO ₂ odniesiona do PC _{netto} podinstalacja sieć ciepłownicza) t CO2e/rok	PC _{netto} (ciepło mierzalne netto podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple (non CL non CBAM) TJ/rok	PC _{netto} (ciepło mierzalne netto podinstalacja sieć ciepłownicza) TJ/rok	Całkowita ilość ciepła potencjalnie stanowiącego część podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple lub podinstalacji sieci ciepłowniczej TJ/rok	Wsk. prod. PC _{netto} dla całkowitej ilości ciepła potencjalnie stanowiącego część podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple lub podinstalacji sieci ciepłowniczej Mg/TJ
2019	175 070	231	174 839	2,097	1 586,138	1 588,235	110,23
2020	159 205	242	158 962	2,268	1 486,931	1 489,199	106,91
2021	121 761	255	121 505	2,409	1 146,656	1 149,065	105,97
2022	84 753	229	84 524	2,116	781,082	783,198	108,21
2023	105 603	195	105 408	1,786	964,453	966,239	109,29
							108,12
							śr. wsk. em.

Jak przedstawiono w pkt 4 opracowania, w ramach realizacji planu neutralności klimatycznej, zostanie przeprowadzona inwestycja polegająca na budowie kotła wielopaliwowego o zainstalowanej mocy cieplnej ok. 12,5 MW oraz kotła biomasowego o zainstalowanej mocy cieplnej ok. 12,0 MW. przez co zmniejszy się produkcja ciepła w kotłach węglowych, a tym samym **emisja dwutlenku węgla o 30,7%. 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	PC _{netto} (ciepło mierzalne netto dla podinstalacji sieć ciepłownicza) TJ/rok	Wsk. prod. PC _{netto} Mg/TJ	Em (emisja CO ₂ odniesiona do PC _{netto} sieć ciepłownicza) Mg/rok
Kotły węglowe	311,166	108,12	33 644
Kocioł wielopaliwowy opalany gazem ziemnym	120,000	62,28	7 473
Kocioł biomasowy	117,701	0,00	0
Razem	548,867	74,91	41 117

Budowa kotłów podyktowana jest następującymi względami:

- relatywnie krótki czas inwestycji ok. 3 lata, co pozwala osiągnąć znaczącą redukcję emisji przed 2030 r.;
- konieczność zastosowania źródła wytwarzania ciepła o temperaturze wody sieciowej do 125 °C;
- łatwy dostęp wymaganej ilości paliw przewidzianych w miksie energetycznym instalacji.

Biomasa spalana w kotle biomasowym 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

- punkt utajniony

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

W kolejnym etapie modernizacji Ciepłowni, na lata 2031 – 2035, zakładane jest uruchomienie kolejnego kotła o zainstalowanej mocy cieplnej ok. 12,5 MW. Będzie to wielopaliwowy kocioł wodny, opalany gazem ziemny, **z możliwością spalania paliw zero i niskoemisyjnych, , co spełnia kryteria techniczne Taksonomii dla działania 4.31. Produkcja energii cieplnej/chłodniczej z gazowych paliw kopalnych w efektywnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym**, wynikające z Rozporządzenia KE (UE) 2022/1214 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych [6].

Przy czym, operator instalacji założył wykorzystanie bezemisyjnych paliw po 2035 r. warunkowo, co zostało szczegółowo przedstawione w pkt. 4 opracowania, a decyzje dotyczące struktury paliwowej będą podejmowane z uwzględnieniem lokalnych uwarunkowań społeczno-gospodarczych, obowiązujących przepisów prawa oraz dostępnych mechanizmów wsparcia transformacji energetycznej.

W tabeli 6-1 przedstawiono ww. inwestycję i jej wpływ na ograniczanie emisji dwutlenku węgla, a w tabeli 6-2 szacunkowe koszty inwestycyjne.

Tabela 6-1: Emisja, produkcja, wskaźniki emisji dla podinstalacji sieć ciepłownicza w ramach realizacji planu neutralności klimatycznej po 2030 r.

Lata	Źródło	PC_{netto} (ciepło mierzałe netto dla podinstalacji sieć ciepłownicza) TJ/rok	Wsk. prod. PC_{netto} Mg/TJ	Em (emisja CO₂ odniesiona do PC_{netto} sieć ciepłownicza) Mg/rok
2031-2035	Kocioł biomasowy (1 x 12,0 MW)	194,233	0,00	0
	Kotły wielopaliwowe opalone gazem ziemnym (2 x 12,5 MW)	388,467	62,28	24 193
	Razem	582,700	41,52	24 193
2036-2040	Kocioł biomasowy (1 x 12,0 MW) wraz z kotłami wielopaliwowymi opalanymi wodorem lub biopaliwami (2 x 12,5 MW)	604,336	0,00	0

Tabela 6-2: utajniona

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] Wytyczne 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>.