

Zamówienie jest współfinansowane ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach poddziałania 4.1.3 Innowacyjne metody zarządzania badaniami Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020, w ramach projektu pn. Podniesienie poziomu innowacyjności gospodarki poprzez wdrożenie nowego modelu finansowania przełomowych projektów badawczych zgodnie z umową z dnia 12 kwietnia 2017 r. numer POIR.04.01.03-00-0001/16

Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu elektrociepłowniczego w kierunku OZE

Raport wykonany w ramach Przedsięwzięcia nr 88/21/PU/P63 - Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym – Biogazownia Rolnicza

Wykonawca konsorcjum następujących podmiotów:

- Agrikomp Polska spółka z o.o.;
- Kancelaria Doradztwa Rynku Energii Daniel Raczkiwicz;
- Zielona Energia Michałowo spółka z o.o.;
- Zielone Elektrociepłownie spółka z o.o..

Lider konsorcjum **Kancelaria Doradztwa Rynku Energii Daniel Raczkiwicz.**

Informacje i poglądy wyrażone w niniejszym raporcie są wynikiem prac jego autorów i nie muszą odpowiadać poglądom Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w żadnym stopniu nie gwarantuje prawidłowości ani aktualności danych zawartych w raporcie. Raport ma charakter naukowo-popularyzatorski i wszystkie osoby korzystające z jego treści robią to na własną odpowiedzialność. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, ani żadna osoba działająca w jego imieniu nie mogą być pociągnięte do odpowiedzialności za wykorzystanie przez osobę trzecią informacji zawartych w tym raporcie. Przedmiotem uprawnionym do wyrażania zgody na korzystanie z części lub całości raportu jest Narodowe Centrum Badań i Rozwoju

Spis treści

Streszczenie	4
1. Wstęp.....	5
1.1. Opis problemu badawczego.....	5
1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni.....	25
2. Lokalizacja Demonstratora Technologii.....	34
2.1. Charakterystyka lokalizacji.....	34
2.2. Opis budynków.....	35
2.3. Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej (w tym parametry ilościowe i jakościowe, zdolności przesyłowe, itp.)	36
2.4. Uzyskany udział odnawialnych źródeł energii w Demonstratorze Technologii	42
2.5. Rozmiar Powierzchni Użytkowej Lokali ogrzewanych ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii,	44
2.6. Rozmiar Powierzchni Użytkowej Lokali, do których dostarczana jest ciepła woda użytkowa ogrzewana ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii.	45
3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni	47
3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS	47
3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych	53
3.3. Kogeneracja	54
4. Analiza kosztów ciepła.....	57
4.1. Analiza LCOH.....	57
4.2. Analiza efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii	65
5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni.....	68
5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora.....	68
5.2. Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni.....	74
6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii.....	77
7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni	86
7.1. Skalowalność.....	86

7.2.	Replikowalność	86
7.3.	Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła	87
8.	Komponent Technologiczny	90
9.	Obliczenia	97
10.	Bezpieczeństwo.....	108
11.	Informacje dodatkowe.....	111
12.	Dane Wykonawcy	114
12.1.	dane adresowe oraz rejestrowe	115
12.2.	opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej.....	115
12.3.	opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej.....	116
12.4.	informacje o Zespole Projektowym	116
13.	Lista skrótów i definicji.....	119
14.	Spis tabel, wykresów, rysunków.....	120
15.	Załączniki	122

Streszczenie

Efektom przeprowadzonych prac jest model transformacji energetycznej systemu elektrociepłowniczego w kierunku OZE oparty o zastosowanie wysokosprawnej kogeneracji biogazowej. Na potrzeby systemu demonstracyjnego zastosowano kogenerację o łącznej mocy wynoszącej 499 kW. Jednostek tego typu w warunkach normalnej rocznej pracy przy wykorzystaniu około 2 886 000 m³ biogazu wytworzy w przybliżeniu łącznie 7 300 MWh energii z czego około 2 670 MWh przypadnie na produkcję energii cieplnej natomiast pozostałe 4 630 MWh stanowią produkcja energii elektrycznej. Nakłady inwestycyjne niezbędne do realizacji tego typu przedsięwzięcia wynoszą w przybliżeniu 21,5 mln PLN netto. Roczne koszty operacyjne wyliczono na poziomie ok. 2,2 mln PLN netto/rok

Średni koszt wytworzonego ciepła w planowanym demonstratorze LCOH wyniósł 224,94 PLN/MWh. Efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii została wyliczona na poziomie 4 490 750,47 PLN/ok 3 lata.

Szczegółowe informacje odnośnie modelowego opracowania przedstawiono na kolejnych stronach poniższego opracowania.

1. Wstęp

1.1. Opis problemu badawczego

W ramach prac nad procesem badawczym W etapie I wytypowano kilka zagadnień problemowych, które w toku dalszego postępowania poprzez badania, analizy i symulacje starano się przeprowadzić, aż do osiągnięcia kamieni milowych. Sam proces podzielono na następujące zadania:

- Opracowanie modelu numerycznego demonstratora zgodnie z warunkami programu NCBiR;
- Weryfikacja rozbudowy systemu SCADA o elementy systemu klasy ERP;
- Przeprowadzenie weryfikacji i optymalizacja bilansu energetycznego do celów skalowalności systemu – opracowanie wzorcowego bilansu do modelowania;
- Opracowanie narzędzia prognostycznego i określenie kryteriów cenotwórczych w zakresie energii elektrycznej.

Należy podkreślić, że w powyższych procesach badawczych **osiągnięto kamienie milowe**, które pozwoliły na sparametryzowanie wielkości demonstratora i finalnie znalazły zastosowanie w modelu numerycznym demonstratora.

Zadanie badawcze nr 1

W zakresie modelowania do potrzeb badań przeprowadzono analizy nad opracowaniem możliwych wariantów systemu elektrociepłowni, szczegółowego i holistycznego modelu symulacyjnego, analizy wielokryterialnej wariantów systemu wraz z opracowaniem wytycznych dotyczących docelowej konfiguracji systemu. Prace badawcze obejmowały:

Zbadanie rozwiązań technicznych systemu elektrociepłowni i ich interakcji z systemami sieciowymi.

Określone zostały szczegóły techniczne instalacji elektrociepłowni i jej wymiany energii z użytkownikami i sieciami spełniające zastosowanie poszczególnych technologii wytwarzania i magazynowania energii z wybranych źródeł odnawialnych. Warianty instalacyjne, m.in. oparte na liczbie jednostek, ich parametrach technicznych i sposobie działania, zostaną zamodelowane i symulowane za pomocą oprogramowania do analiz dynamicznych (TRNSYS) w celu oszacowania ich zachowania z punktu widzenia energetycznego.

Zaimplementowanie obciążenia energetycznego elektrociepłowni.

W ramach prac wprowadzone zostały referencyjne warunki odbioru energii z systemu z obiektów mieszkalnych w celu analizy zapotrzebowania energetycznego w różnych skalach czasowych (dzień, tydzień, miesiąc i rok). Za pomocą symulacji dynamicznych systemu wraz z odbiorem energii

zostaną przeanalizowane zostaną profile obciążenia elektrycznego i cieplnego oraz ich wpływ na wymagania techniczne i energetycznych na poziomie poszczególnych elementów systemu.

Określenie strategii działania systemu.

Określono sposoby działania pojedynczych urządzeń obecnych w możliwych wariantach instalacyjnych, które zostały zdefiniowane i zbadane symulacyjnie, aby zapewnić odpowiednie parametry pracy wszystkich rozwiązań. Osiągnięto spójność operacyjną pomiędzy komponentami i systemem, jak najbliżej nominalnych warunków operacyjnych urządzeń w celu ograniczenia strat energii.

Opracowanie nadrzędnego modelu do wielokryterialnej oceny możliwych wariantów.

Opracowana została globalna metoda do analizy wydajności, sprawności i efektywności systemu i zastosowanych w nim rozwiązań pod względem energetycznym, środowiskowym i ekonomicznym, za pomocą stworzenia modelu biorącego pod uwagę wszelkie wymiany masy i energii, oraz kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych, związanych z systemem oraz jego interakcją z zewnętrznym otoczeniem. Model został oparty na zadanych wytycznych konkursowych i na obliczeniu współczynników/wskaźników systemu, w tym technicznych (oszczędności energii pierwotnej, sprawności, samowystarczalności, autokonsumpcji energii, itd.) oraz ekonomicznych (poziom oszczędności, koszty operacyjne, itd.).

Analiza systemu w przestrzeni wielowymiarowej parametrów decyzyjnych.

Przeprowadzono symulacje dynamiczne dla wybranych wariantów systemowych, gdzie zmienione zostały w szczegółowy sposób najważniejsze parametry modelu (zadane temperatury pracy urządzeń, liczba jednostek, moce nominalne, przepływy, pojemności jednostek magazynujących, sprawności, itd.). Zastosowana analiza bazowała się na kompleksowym podejściu opartym na metodologii projektowania eksperymentu. Analiza parametryczna została wzbogacona poprzez przeprowadzenie procedury optymalizacji, na podstawie wybranych funkcji celu i algorytmów (SWARM, Simplex, Hooke-Jeves, etc.) w celu oszacowania najlepszych konfiguracji systemowych.

Opracowanie wytycznych projektowych do realizacji systemu elektrociepłowni.

Analiza wyników symulacji pozwoliła na określenie założeń niezbędnych do realizacji systemu demonstracyjnego w docelowej konfiguracji i opracowania badań umożliwiających zweryfikowanie założeń modelowych i symulacyjnych w trakcie realizacji projektu. W zakresie technologicznym dotyczącym modułów sterowania pracą urządzeń biogazowni dokonano weryfikacji możliwości implementacji do systemu dziedzinowego następujących elementów:

- analiza możliwości uwzględnienia zmiennych danych pogodowych i danych bieżącego zapotrzebowania na temperaturę obiektów po stronie odbiorów i tym samym wykonywania działań polegających na zwiększeniu efektywności procesów wytwarzania biogazu – prewencyjne zwiększanie produkcji biogazu, ze względu na projekcję zwiększonego popytu na ciepło, a tym samym na paliwo pierwotne;
- analiza możliwości zmniejszania okresowego produkcji biogazu wskutek nieprzewidywalnego zmniejszania popytu na energię poprzez automatyczną zmianę ustawień technologicznych hamujących proces biologiczny (inhibicja biologiczno – technologiczna) ,
- analiza możliwości zabezpieczenia systemu z uwzględnieniem dostępu do danych z jednoczesnym zabezpieczeniem danych i wyników. Analiza odporności systemu SCADA na ingerencję osób trzecich i funkcjonowanie systemu zarządzania energią. Analiza możliwości rozszerzenia systemu SCADA o wymagania stawiane przez NCBiR.

W ramach przeprowadzonych badań sporządzony został dynamiczny model biogazowni uwzględniający zoptymalizowanie wielkości, mocy, charakterystyki pracy poszczególnych układów dla systemu elektrociepłowni. Opracowany model uwzględnia szereg jednostek wytwórczych (kogenerator biogazowy, kocioł szczytowy) oraz infrastrukturę towarzyszącą (system odzysku ciepła, magazyn biogazu, itd.) które przy pomocy systemu zarządzania działaniem i strumieniami energii systemu pozwoliły dostarczyć odpowiednie ilości energii dla użytkownika.

Opracowanie projektu innowacyjnej technologii elektrociepłowni opartej na wykorzystaniu energii w postaci biogazu wyprodukowanego z odpadów rolniczych, odpadów wynikających z przemysłu przetwórczego i zootechnicznych oraz jego realizacja wymagało przeprowadzenia różnego rodzaju analiz energetycznych i ekonomicznych, mających na celu weryfikację początkowych założeń projektowych i technologicznych. Taka procedura umożliwiła zastosowanie podejścia integracyjnego w zakresie poprawiania potencjalnych błędów i niezgodności pojawiających się podczas wstępnego i zaawansowanego etapu projektowania (m.in. oszacowanie produkcji energii, urządzeń, wykorzystanie substratów, itd.), umożliwiając zarazem zoptymalizowanie procesu realizacji projektu już od pierwszych faz. W tym zakresie, kluczowym aspektem było opracowanie kompleksowej procedury obliczeniowej, która uwzględnia wielopoziomowość opracowanego projektu elektrociepłowni z punktu widzenia działania i produkcji energii instalacji kogeneracyjnej i biogazowni, oraz która jest oparta na warunkach jak najbardziej zbliżonych do rzeczywistych. Zastosowanie takiego typu założeń, głównie w postaci szczegółowych danych dotyczących konsumpcji energii w sieci ciepłowniczej w zależności od warunków pogodowych oraz rzeczywistej charakterystyki działania komponentu technologicznego w całej instalacji, pozwoliło oderwać procedurę projektową od

tradycyjnych kanonów projektowych, według których stosuje się często dane zagregowane i uproszczone założenia dotyczące działania realizowanej instalacji.

Ze względu na specyfikę i skalę przedsięwzięcia, nie jest możliwe zastosowanie iteracyjnego podejścia projektowego/realizacyjnego oraz przeprowadzenie fizycznie badań i analiz nad opracowywanym rozwiązaniem instalacji elektrociepłowni i biogazowni współpracującej z siecią ciepłowniczą i Krajowym Systemem Elektroenergetycznym w warunkach zbliżonych do rzeczywistych lub rzeczywistych.

Z tego powodu, zastosowanie podejścia opartego na modelowaniu numerycznym i symulacji dynamicznej jest niezbędne w celu osiągnięcia założonych celów technologii elektrociepłowni w zakresie wydajności energetycznej i ekonomicznej. Na podstawie zrealizowanego podejścia projektowego wspomaganego modelowaniem i symulacjami, można obiektywnie stwierdzić, że jedyną możliwością zwiększenia rzetelności i poprawności względem założeń projektowych realizowanych innowacyjnych projektów w zakresie zastosowania odnawialnych źródeł energii na większą skalę jest możliwe przez przeprowadzenie szczegółowych i kompleksowych symulacji i analiz, takich jak ta zastosowana w ramach niniejszego przedsięwzięcia.

W ramach działań projektowo-badawczych projektu zastosowane zostało podejście numeryczne w środowisku symulacyjnym w postaci oprogramowania Transient System Simulation Program (TRNSYS) w wersji 18, pozwalającym na rzetelne odwzorowanie pod względem technicznym i operacyjnym proponowanego rozwiązania instalacji elektrociepłowni oraz umożliwiającym uwzględnienie wspólnych interakcji pomiędzy poszczególnymi elementami systemu (jednostki kogeneracyjne, sieć ciepłownicza, magazyn biogazu, zbiorniki procesu fermentacji, itd.) i zaimplementowanie różnych strategii sterujących. Ta ostatnia możliwość pozwoliła przetestować system w wybranych scenariuszach operacyjnych (śledzenie zapotrzebowania na ciepło przez jednostek, tryb pracy ciągłej jednostek, operacja serwisowania, itd.).

W procesie wykorzystania modelowania numerycznego w zakresie projektowania wymierną zaletą stanowią następujące cechy narzędzia:

- elastyczność w zakresie możliwości zmiany parametrów technicznych i operacyjnych poszczególnych elementów systemu oraz sieci. Niemalże, każdy komponent technologiczny wchodzący w skład demonstratora został ustawiony tak by jego parametry odwzorowywały rzeczywiste urządzenia/obiekty (jednostki kogeneracyjne, zbiorniki w procesie fermentacji anaerobowej, magazyn biogazu, pompy, mieszadła, itd.)

- możliwość wykonania symulacji dynamicznej projektowanego systemu w dużą rozdzielczością czasową w analizowanym okresie czasu (3 lata), umożliwiając prześledzenie parametrów operacyjnych systemu (temperatury, przepływy, moce i energie) w zależności od obecnych w danym momencie symulacji warunków pogodowych, obciążenia sieci ciepłowniczej, pracy biogazowni; pomimo tej możliwości typowe symulacje przeprowadzane są dla całorocznej analizy pracy instalacji lub/i budynku;

- możliwość dodawania nowych komponentów, która umożliwiła opracowanie modelu niskociśnieniowego magazynu biogazu oraz modelu procesu wytwarzania biogazu w fermentorze i dofermentorze w zależności od częstotliwości podawania substratów i ich parametrów biogazotwórczych.

Biorąc pod uwagę dualną specyfikę opracowanego rozwiązania, cechującą się zastosowaniem biogazowni oddzielonej gazociągami od głównych jednostek kogeneracyjnych zainstalowanych w elektrociepłowni, w celu opracowania odpowiedniego modelu w TRNSYS do badania poprawności projektu w środowisku zbliżonym do rzeczywistego, wymagane stało się opracowanie zarówno modelu numerycznego instalacji kogeneracyjnej jak i modelu symulacyjnego biogazowni razem ze zjawiskami wymiany ciepła i tymi odpowiedzialnymi za produkcję, magazynowanie i konsumpcję biogazu.

Ponadto, w zrealizowanym modelu postanowiono podzielić sieć ciepłowniczą na osobne obiegi, zgodnie ze stanem faktycznym sieci będącej obiektem projektu. Takie podejście pozwoliło na bardziej szczegółowe i bliskie rzeczywistości odwzorowanie rozkładu zapotrzebowania na ciepło i temperatur w obiegach w sieci, razem z obliczeniem strat ciepła w sieci. W szczególności, opracowano model oparty na trzech podsieciach, w którym każda podsieć charakteryzuje się inną powierzchnią ogrzewaną budynków, zapotrzebowaniem jednostkowym na ciepło oraz innymi parametrami geometrycznymi i izolacji termicznej orurowania.

Opracowane modele instalacji i sieci zostały ze sobą sprzężone aby umożliwić przeprowadzenie złożonej i kompleksowej symulacji całego systemu, gdzie uwzględniane są wszelkie interakcje i zależności (warunki pogodowe, zmienne warunki operacyjne, wymiana energii, wpływ funkcji sterujących) pomiędzy częścią instalacyjną i sieciową. W analizowanym przypadku projektowym, zatem, czynność połączenia poszczególnych składowych instalacji stała się koniecznością w celu przeprowadzenia szczegółowej analizy całego projektu technologii ciepłowniczej aby określić założone parametry energetyczno-ekonomiczne.

Na podstawie wyżej wymienionej metodologii oraz opisanych szczegółów, stało się możliwe zrealizowanie kompleksowego projektu innowacyjnej instalacji elektrociepłowni według zamierzonych założeń w zakresie skali odbioru ciepła, mocy instalacji oraz parametrów wydajności energetycznej

i ekonomicznej. Szczegółowe wnioski wynikające z procesu projektowania technologii elektrociepłowni na podstawie modelowanie numerycznego są następujące:

- na podstawie parametrów działania instalacji elektrociepłowni razem z siecią ciepłowniczą, m.in. temperatury czynnika roboczego w kluczowych punktach instalacji, przepływy i moce, możliwe było stwierdzenie poprawności rozwiązania z punktu widzenia dostarczenia odpowiednich ilości ciepła dla użytkowników systemu ciepłowniczego oraz wymaganych temperatury zasilania. Opracowany system jest w stanie dostarczyć praktycznie w 100 % stopniu ciepło potrzebne na cele grzewcze. Na tej samej podstawie, ze względu na znacznie większą produkcję energii elektrycznej w stosunku do zapotrzebowania instalacji, jest możliwe zbilansowanie ewentualnych ilości energii elektrycznej potrzebnych z sieci, tak aby udział odnawialnych źródeł energii w całościowym zapotrzebowaniu instalacji wyniósł także 100%;
- charakter systemu rozdzielonego pomiędzy częścią biogazowni i elektrociepłowni, połączonych ze sobą gazociągiem, definiuje znacznie inną konfigurację instalacji w stosunku do tradycyjnie stosowanych schematów elektrociepłowni opartych na biogazowni, gdzie silniki kogeneracyjne są umieszczone tuż przy zbiornikach wytwarzających biogaz i są zaprojektowane wyłącznie na podstawie założonych mocy elektrycznych i cieplnych oraz produkcji biogazu. W badanym przypadku, okazało się wymagane zastosowanie jednostki kogeneracyjnej szytej na miarę potrzeb energetycznych wyłącznie biogazowni, składających w ciepła potrzebnego na utrzymanie procesu fermentacji oraz potrzeb własnych na energię do zasilania urządzeń elektrycznych wchodzących w skład procesu technologicznego wytwarzania biogazu (podajnik, pompy, mieszadła, sprężarka biogazu, odsiarczanie biogazu, itd.). Zatem, w analizowanym przypadku pierwszym kryterium do wyboru jednostki było obciążenie cieplne zbiorników, oraz drugim wygenerowanie mocy umożliwiającej ograniczenia pobory energii z sieci. Wybór projektowy jednostki o nominalnej mocy elektrycznej i cieplnej odpowiednio 100 kW i 120 kW sprawdzony został w toku symulacji i ostatecznie zatwierdzony. Dla tej jednostki zastosowano strategię śledzenia zapotrzebowanie opartej na kontroli temperatury zasilającej system grzewczy zbiorników fermentora i dofermentora;

W ramach symulacji sprawdzono różne warianty sterowania dwoma głównymi jednostkami kogeneracyjnymi w elektrociepłowni pod względem energetycznym i ekonomicznym. Sprawdzono trzy scenariusze:

- a) śledzenie zapotrzebowania na ciepło w sieci, z wyłączeniem jednostki kogeneracyjnej o mocy 249 kW w okresie poza sezonem grzewczym, ze względu na stosunkowo niskie obciążenie sieci ciepłowniczej w tym okresie (włącznie zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową);

- b) śledzenie zapotrzebowania na ciepło w sieci z zimie i działanie obydwu jednostek o nominalnym obciążeniu (100 %) w okresie poza sezonem grzewczym;
- c) praca ciągła jednostek przy nominalnym obciążeniu przez cały rok.

Wyniki symulacji ukazują, że pomimo niskiego obciążenia sieci ciepłowniczej w sezonie poza grzewczym, wariant o 100 % ciągłym obciążeniu jest korzystniejszy pod względem ekonomicznym (efektywność ekonomiczna i LCOH) w stosunku do innych scenariuszy pomimo negatywnych aspektów takich jak większe zapotrzebowanie na substraty w biogazowni (wynikające z większego zapotrzebowania na biogaz) i stosunkowo niskie stopień wykorzystania wyprodukowanego ciepła na poziomie jednostek kogeneracyjnych w sezonie poza grzewczym (ciepło rozproszone przez chłodnie wentylatorowe).

Frekwencja i ilość podawanych substratów jest uzależniona od zapotrzebowania na biogaz jednostek kogeneracyjnych oraz kotła szczytowego, które zarazem są określne przez założone obciążenie (stałe) jednostek i aktywację kotła według potrzeb szczytowych sieci ciepłowniczej. Na podstawie zrealizowanych symulacji można opracować odpowiednie harmonogramy dozowania substratami dla sezonu grzewczego i poza grzewczego, które są w stanie zagwarantować w każdym momencie wymagany przepływ biogazu dla wszystkich jednostek kogeneracyjnych i kotła szczytowego, przy uniknięciu osiągnięcia deficytu biogazu w magazynie. W zastosowanych symulacjach harmonogramy są stałe dla sezonu grzewczego i okresu w którym jest tylko zapotrzebowanie na CWU. Niemniej jednak stwierdzono możliwość szczegółowej optymalizacji procesu zasilania substratami w zależności od parametrów biogazotwórczych substratów i zapotrzebowanie na ciepło (temperatura otoczenia). W ramach opracowania harmonogramów, kluczowym aspektem jest możliwość wykorzystania magazynu biogazu jako bufora na dynamicznie zmieniające się potrzeby, obecne szczególnie w okresie zimowym przy stosunkowo niskich temperaturach otoczenia (poniżej – 5/10 °C).

Kluczowym aspektem rzetelności wyników i wykonalności opracowanego projektu w ramach modelowania numerycznego jest zastosowanie realnych i bezpiecznych założeń w zakresie obliczeń dotyczących konsumpcji nośników energii, w tym przypadku biogaz, oraz przepływów energii w systemie (konsumpcja energii elektrycznej na potrzeby własne instalacji lub ciepła dostarczanego do procesu fermentacji). Symulacja dynamicznego w czasie odbioru ciepła w sieci, pomimo skalibrowania profili zapotrzebowania na ciepło poszczególnych podsieci na podstawie krzywej grzewczej i rocznego zapotrzebowania na jednostkę powierzchni budynków ogrzewanych, nie jest wystarczające w celu określenia wyników energetycznych i ekonomicznych elektrociepłowni. Wymagane jest szczegółowe określenie warunku i/lub harmonogramu aktywacji poszczególnych urządzeń energochłonnych w instalacji (pompy, chłodnie wentylatorowe, mieszadła, podajnik substratu, itd.) wraz z poziomem

wymaganej mocy operacyjnej urządzenia. Jedynie w ten sposób jest możliwe skrzyżowanie profilu produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną w celu obliczenia zysku w sprzedaży produkowanej w nadwyżce energii według zmieniającej się w czasie taryfie energii elektrycznej. Ten aspekt jest bardziej istotny w przypadku instalacji biogazowni w stosunku do instalacji samej elektrociepłowni, ponieważ ta pierwsza charakteryzuje znacznie większym zapotrzebowaniem i mocą samych urządzeń – w analizowanym przypadku roczna konsumpcja energii elektrycznej instalacji biogazowni wynosi 433 MWh z kolei dla elektrociepłowni jest mniejsza o ok. 64 %. Warto zauważyć, że stosunkowo duża wartość konsumpcji energii elektrycznej w elektrociepłowni jest spowodowana częstą pracą chłodni wentylatorowej w celu rozproszenia ciepła wytworzonego w nadwyżce.

Dodatkową bezpieczną opcją w zakresie obliczeń pracy biogazowni jest też założenie stosunkowo niskiej wartości opałowej produkowanego biogazu, mianowicie stężenie metanu w biogazie. W opracowanych obliczeniach zastosowanie wartości równej 5.0 kWh/m³ (50 %CH₄) na etapie projektowania pozwala na uwzględnienie pesymistycznego wariantu dotyczącego produkcji biogazu, co przekształca się w bezpieczne oszacowanie ilości potrzebnych substratów w analizie ekonomicznej;

Osiągnięcie w praktycznie idealny sposób w całym sezonie grzewczym wymogów dotyczących temperatur zasilania sieci ciepłowniczej w zależności od ustawienia krzywej grzewczej jest możliwe wyłącznie za pośrednictwem zastosowania kotła szczytowego odpowiedniej mocy cieplnej. Wahanie temperatur w sieci ciepłowniczej są nieuniknione ze względu na zmieniające się w czasie zapotrzebowanie na ciepło użytkownika wywołane przebiegiem temperatury otoczenia. Ze względu na to że nie jest dobrą praktyką projektowanie jednostek kogeneracyjnych na podstawie maksymalnego obciążenia cieplnego, staje się kluczowy optymalny dobór mocy źródła ciepła szczytowego. W badanym przypadku, określono, że dystrybucja zainstalowanej mocy grzewczej w elektrociepłowni na jednostki kooperacyjnej i kocioł szczytowy jest praktycznie równomierna (1:1 - 550 kW obie jednostki kogeneracyjne, 560 kW kocioł szczytowy).

Zastosowanie modelowania numerycznego i symulacji dynamicznej wymaga właściwej uwagi w analizie obliczonych danych dotyczący strumieni energii w systemie - uwaga ta wiąże się stricte z procesem obliczeniowy wykonywanym podczas symulacji. Każdy obliczony wynik, od szczegółowego parametru działania instalacji (np. temperatura) aż po wyniki globalne (np. ilość energii wyprodukowanej w ciągu 3 lat) podlega regułom zbieżności zastosowanym w obliczeniach oraz zaokrąglen wartości numerycznych. Zatem, pomimo osiągnięcia zbieżności w obliczeniach, mogą występować znikome różnice pomiędzy różnymi bilansami energii obliczonymi na podstawie wyników zagregowanych pochodzących z całek, w szczególności w przypadku energii termicznych. Jest to

nieuniknione przy zastosowaniu podejścia numerycznego opierającego się na dyskretyzacji czasowej analizowanych zjawisk wymiany ciepła pomiędzy różnymi komponentami. W opracowanym modelu numerycznym, różnice wynikające w porównaniu różnych bilansów energetycznych (głównie ciepła) są znikome, co pozwala stwierdzić poprawność zrealizowanych obliczeń. Przykładowe znikome różnice można znaleźć np. pomiędzy ciepłem wyprodukowanym i dostarczonym przez jednostki kogeneracyjne i tym wpływającym do sieci przez sprzęgło hydrauliczne (-0.17%). Z kolei z analizy bilansu cieplnego sieci wynika, że ciepło dostarczone przez jednostki kogeneracyjne i kocioł szczytowy jest nieznacznie większe od ciepła odebranego przez sieć w postaci strat ciepła i zapotrzebowania na CO i CWU (+0.59 %). Opisane różnice nie wpływają na rzetelność wyników modelowania numerycznego oraz mieszczą się w granicy niepewności poszczególnych parametrów prowadzonych do modelu symulacyjnego, które są niezależne od procesu modelowania numerycznego i są nieuniknionymi czynnikami wewnętrznymi obliczeń symulacyjnych.

Na podstawie zrealizowanych działań w zakresie modelowania numerycznego można stwierdzić, że opracowany projekt technologii elektrociepłowni spełnia oczekiwane założenia dotyczące wydajności energetycznej i wyników ekonomicznych dla analizowanego przypadku sieci ciepłowniczej.

Zadanie badawcze nr 2

Odrębnym ale powiązanim z demonstratorem drugim zakresem badawczym było zweryfikowanie możliwości rozbudowy dziedzicznego systemu SCADA o elementy systemu klasy ERP z uwzględnieniem:

- analizy możliwości uwzględnienia zmiennych danych pogodowych i danych bieżącego zapotrzebowania na temperaturę obiektów po stronie odbiorów i tym samym wykonywania działań polegających na zwiększeniu efektywności procesów wytwarzania biogazu – prewencyjne zwiększanie produkcji biogazu, ze względu na projekcję zwiększonego popytu na ciepło, a tym samym na paliwo pierwotne;
- analizy możliwości zmniejszenia okresowego produkcji biogazu wskutek nieprzewidywalnego zmniejszenia popytu na energię poprzez automatyczną zmianę ustawień technologicznych hamujących proces biologiczny (inhibicja biologiczna – technologiczna) ,
- analizy możliwości zabezpieczenia systemu z uwzględnieniem dostępu do danych z jednoczesnym zabezpieczeniem danych i wyników. Analiza odporności systemu SCADA na ingerencję osób trzecich i funkcjonowanie systemu zarządzania energią. Analiza możliwości rozszerzenia systemu SCADA o wymagania stawiane przez NCBiR.

Dodatkowo zgodnie z podejściem kompleksowym do technologii przebadano dostępne lokalnie substraty i przebadano pod kątem ich przydatności do technologii wytwarzania biogazu oraz wykorzystania strumienia energii pierwotnej do demonstratora. W wyniku tej analizy utworzono 3 kategorie graniczne:

- Kat I – substraty o niskiej efektywności biogazowej, nieprzekraczającej 40 m³ biogazu/Mg świeżej masy. Zalecany zasięg pozyskania nie powinien przekroczyć 10 km
- Kat II – substraty o średniej efektywności biogazowej o produktywności pomiędzy 40 m³ biogazu/Mg świeżej masy, a 140 m³ biogazu/Mg świeżej masy. Zalecany zasięg pozyskania nie powinien przekroczyć 30 km
- Kat III – substraty o wysokiej efektywności biogazowej o produktywności pomiędzy 40 m³ biogazu/Mg świeżej masy, a 140 m³ biogazu/Mg świeżej masy. Zalecany zasięg pozyskania nie powinien przekroczyć 50 km.

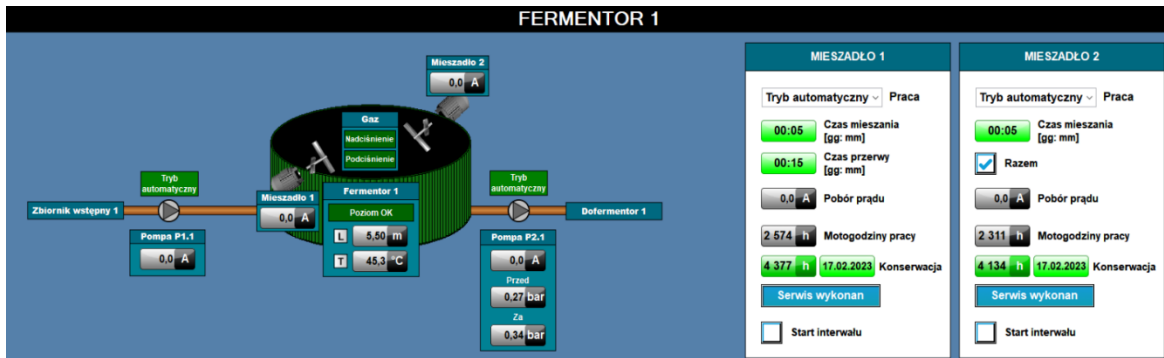
Ze względu na parametry tzw. Śladu węglowego, nie przewiduje się pozyskiwania substratu z większych odległości niż 50 km. Weryfikacji bezpieczeństwa – przed poddaniem badaniom procesom fermentacji, które mogą potrwać nawet do 90 dni, poddano pobrane próbki wstępnej obróbce laboratoryjnej pozwalającej określić czy przeprowadzenie dalszych badań ma w ogóle sens. W tym przypadku badanie polegało na określeniu ewentualnych inhibitorów, a więc związków mogących mieć wpływ na ograniczenie lub całkowite wstrzymanie procesów fermentacyjnych. Weryfikacji zdolności wytwarzania biogazu w osi czasu biorąc pod uwagę różne czasy fermentacji. Substraty poddano analizie fermentacji w dwóch zakresach temperaturowych, aby wykazać różnicę w wydajności fermentacji wraz ze zmianą temperatury roboczej. Przebadano kiszonkę kukurydzy, miks warzyw, brokuły odpadowe, odpady selera. W wyniku badań oceniono, że stanowią one wystarczający wsad substratów do zaadoptowanej technologii demonstratora.

W zakresie możliwości rozbudowy systemu SCADA stwierdzono, że jest taka możliwość i w oparciu o działania informatyczne przewidziano odpowiednie moduły powiązane ze startowaniem poszczególnymi urządzeniami i procesami.

Okresowe zmniejszenie produkcji biogazu

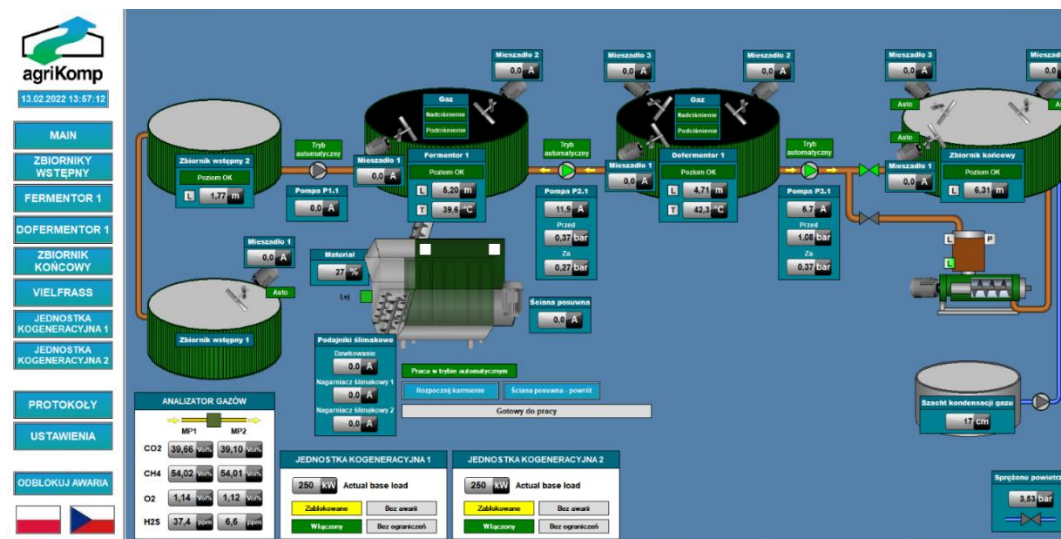
Zweryfikowano wpływ ograniczenia produkcji biogazu poprzez redukcję częstotliwości pracy mieszadeł wolnoobrotowych PaddleGigant®. Stosowane mieszadła wolnoobrotowe dzięki stosunkowo powolnej pracy wraz z długimi interwałami przerw tworzą dogodne warunki do tworzenia się kolonii bakterii metanowych. Dodatkowo, duży zasięg łopat mieszadeł równomiernie rozprowadza materię w zbiorniku oraz uwalnia pęcherzyki biogazu na powierzchnię. Poniżej przedstawiono wycinek ekranu

sterowania pracą mieszadeł systemu biogazowni. Prezentuje on typowe nastawy pracy urządzeń przy maksymalnym wykorzystaniu produkowanego biogazu.



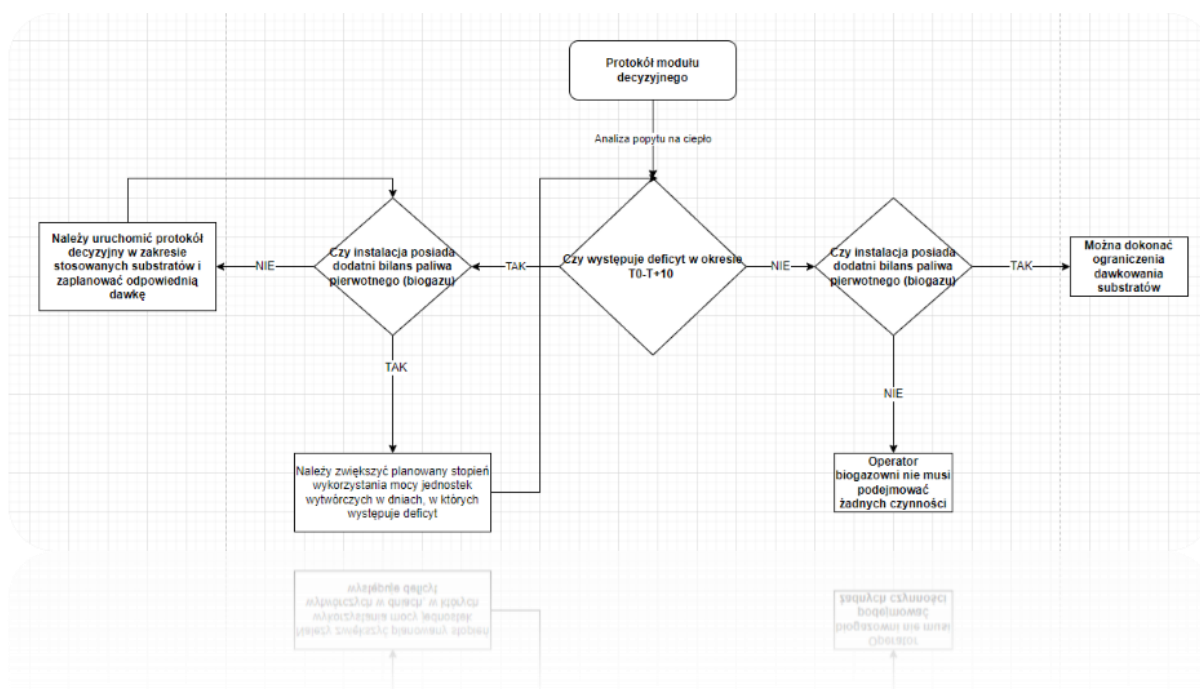
Rysunek 1 Zrzut z systemu SCADA

W zależności od aktualnego wykorzystania mocy jednostek kogeneracyjnych oraz kotła grzewczego system może wygenerować sygnał do wprowadzenia metod inhibicji biologiczno-technologicznych w przypadku nadprodukcji biogazu.



Rysunek 2 Zrzut z ekranu panel zarządzania biogazownią

Poniżej przedstawiono przykładowe odczyty i zasady funkcjonowania systemu SCADA/ERP w Nowoczesnej Elektrociepłowni Biogazowej w Siemiatyczach



Rysunek 3 Moduł procesu i raportowania

Uwzględnienie danych pogodowych

W celu zapewnienia właściwej przewidywalności systemu dawkowania substratów oraz dysponowania zapotrzebowaniem i produkcji energii opracowany został system pozwalający na zintegrowanie danych archiwalnych wskazań meteorologicznych z archiwów danych publicznych IMGW.

⚡ Dane operacyjne
📁 Dane archiwalne

- Dane Hydrologiczne
- Dane meteorologiczne
- Mapa lokalizacji wyładowań (DIS), Mapa gęstości wyładowań (DENS), Mapa śledzenia komórek wyładowań (CELL)
- Mapa zbiorcza rozkładu odbiciowości radarowej.
- Mapa zbiorcza maksymalnej wartości odbiciowości radarowej.
- Mapa zbiorcza wysokości wierzchołków ech radarowych.
- Mapa zbiorcza sumy opadów za godzinę.
- Mapa zbiorcza natężenia opadu.
- Mapa zbiorcza procentowego prawdopodobieństwa wystąpienia gradu.
- Opad łączony G + R + S, sumy 60-min, format ASCII
- Biuletyn hydrologiczny
- Mapa synoptyczna
- Pokrywa śnieżna
- Tygodniowy Biuletyn Hydrologiczny

Meteo / 2020

- [📄 Meteo_2020-01.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-02.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-03.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-04.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-05.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-06.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-07.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-08.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-09.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-10.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-11.zip](#)
- [📄 Meteo_2020-12.zip](#)

Rysunek 4 Plik danych pogodowych

Korzystając z danych szczegółowych dostępnych z ostatnich 13 lat oraz prognoz krótkoterminowych IMGW dla konkretnych regionów, a nawet stacji pogodowych, system jest w stanie określać jak będzie kształtował się zapotrzebowanie energetyczne w zależności od rodzaju i ilości wykorzystanego surowca wsadowego. W oparciu o dane wejściowe system będzie generował wartości prognozowanego nadmiaru/deficytu energii cieplnej. Substraty organiczne planowane w przedsięwzięciu osiągają wydajność 80% wydajności produkcji biogazu już po około 5 dniach co pozwala z wyprzedzeniem planować ich dozowanie. Pozwoli to regulować nacisk na produkcję energii elektrycznej bądź ciepła w zależności od potrzeb i możliwości.

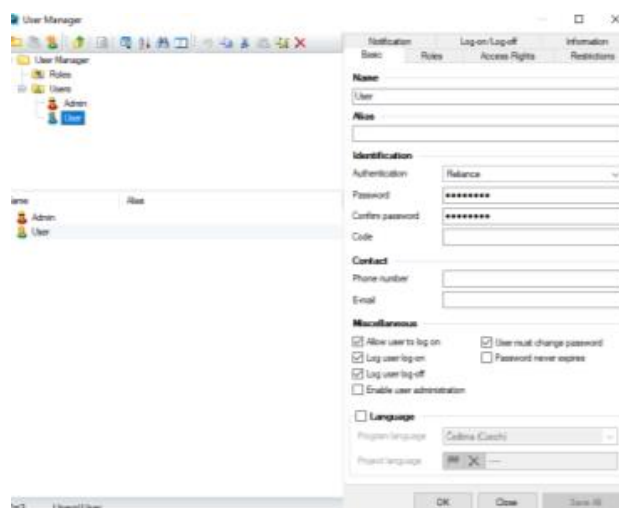
353230295	B003005	01.01.2020 00:00	1,7	Kod	Nazwa					
353230295	B003005	01.01.2020 00:10	1,6	B003005	Temperatura powietrza (oficjalna)					
353230295	B003005	01.01.2020 00:20	1,6	B00305A	Temperatura gruntu (czujnik)					
353230295	B003005	01.01.2020 00:30	1,4	B00202A	Kierunek wiatru (czujnik)					
353230295	B003005	01.01.2020 00:40	1,4	B00702A	Średnia prędkość wiatru czujnik 10 minut					
353230295	B003005	01.01.2020 00:50	1,4	B00703A	Prędkość maksymalna (czujnik)					
353230295	B003005	01.01.2020 01:00	1,3	B006085	Suma opadu 10 minutowego					
353230295	B003005	01.01.2020 01:10	1,4	B006045	Suma opadu dobowego					
353230295	B003005	01.01.2020 01:20	1,5	B006065	Suma opadu godzinowego					
353230295	B003005	01.01.2020 01:30	1,5	B00802A	Wilgotność względna powietrza (czujnik)					
353230295	B003005	01.01.2020 01:40	1,4	B00714A	Największy poryw w okresie 10min ze stacji Synoptycznej					
353230295	B003005	01.01.2020 01:50	1,4	B00910A	Zapasy wody w śniegu (obserwator)					
353230295	B003005	01.01.2020 02:00	1,4							
353230295	B003005	01.01.2020 02:10	1,4							
353230295	B003005	01.01.2020 02:20	1,4							
353230295	B003005	01.01.2020 02:30	1,2							
353230295	B003005	01.01.2020 02:40	1,1							
353230295	B003005	01.01.2020 02:50	1,1							

Rysunek 5 Tabela danych

Zabezpieczenie systemu przed osobami trzecimi

Profile użytkowników

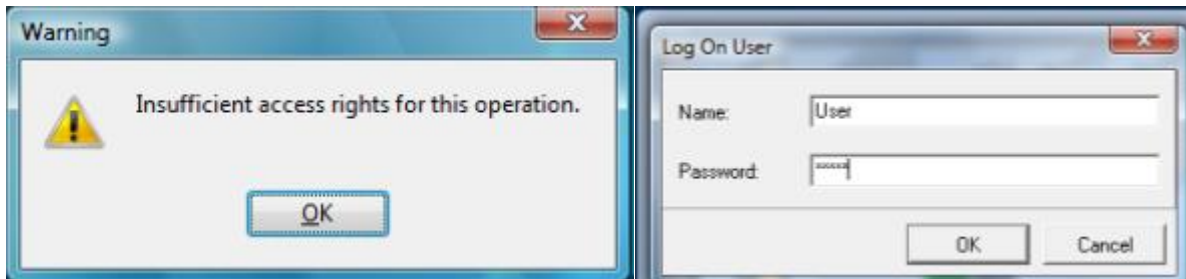
System sterowania biogazownią oraz opracowywane moduły tworzone są od podstaw zgodnie z wymaganiami danego projektu. Podstawy opierają się na systemie Reliance 4 SCADA/HMI System. System wyposażony jest w manager profili użytkowników z możliwością konfiguracji zakresu ich uprawnień oraz pełnym logowaniem czynności i zmian przez nich wprowadzanych.



Rysunek 6 Zrzut z ekranu logowania

Każdorazowe rozpoczęcie pracy z systemem wymaga zalogowania na indywidualne konto użytkownika.

W przypadku wykrycia próby nieautoryzowanej próby zmiany ustawień użytkownik zostanie poinformowany o ograniczeniu uprawnień. Dopiero użytkownik z wystarczającymi uprawnieniami może dokonać określonych zmian.



Jeśli komputer jest wyposażony w specjalny sprzętowy czytnik kodów, użytkownik może zalogować się do programu, przykładając swoją kartę do czytnika. Program emituje sygnał dźwiękowy, jeśli logowanie się powiodło. Aby się wylogować, użytkownik musi ponownie przyłożyć swoją kartę do czytnika. Użytkownik może również zalogować się za pomocą czytnika linii papilarnych, jeśli takowy jest zainstalowany.

Połączenie zdalne

Połączenie zdalne jest realizowane za pomocą bezpiecznego, szyfrowanego certyfikatu VPN, gdzie każdy użytkownik loguje się za pomocą indywidualnego certyfikatu. Po podłączeniu do sieci VPN można łączyć się z systemem na kilka sposobów:

- Korzystanie z klienta internetowego.
- Bezpośrednio na komputerze PC w sterowni.

Zadanie badawcze nr 3

W kolejnym zadaniu badawczym konieczne było opracowanie szczegółowego bilansu systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego uwzględniającego realne zapotrzebowanie przyłączonych obiektów do sieci i demonstratora. Dodatkowo w ramach bilansu należało wyznaczyć parametry, zmienne i inne czynniki niezbędne do zaimplementowania do systemu SCADA. Bilans został sporządzony z uwzględnieniem różnych stanów pracy/przepływu czynnika i jego parametrów w różnej konfiguracji urządzeń – CHP – kotły, same CHP, same kotły/.Wynikiem prowadzonych prac jest korelacja rzeczywistego zapotrzebowania na energię z doбором optymalnego stanu pracy normalnego z jednoczesną weryfikacją dotyczącą wielkości magazynu biogazu i wartości kalorycznej paliwa odnawialnego. Zadanie badawcze miało na celu weryfikację założeń modelu numerycznego oraz opracowanie zależności i zmiennych do wpisania w system SCADA. W wyniku przeprowadzonych badań dostarczono do potrzeb modelowania numerycznego pracy układu ciepłowniczego i wytwórczego biogazu danych dotyczących zapotrzebowania na moc oraz wyznaczono współczynniki

zużycia energii w funkcji temperatury w kWh /m²/rok. W wyniku przeprowadzenia badania stwierdzono iż:

- W każdym z analizowanych scenariuszy w okresie zimowym zapotrzebowanie na energię ciepłą przekracza 500 kWc, w szczególności w okresach gdy średnia temperatura spada poniżej -5°C,
- Ponieważ okresy w których takie temperatury występują przekraczają kilka dni nie jest możliwe okresowe przeciążenie urządzeń produkcyjnych lub czasowe obniżenie temperatury wody zasilającej,
- W scenariuszu bazowym zapotrzebowanie na moc ciepłą powyżej 500 kW pojawia się epizodycznie, po kilka dni w styczniu oraz lutym, oraz po kilka godzin przez pozostałe dni sezonu grzewczego,
- W scenariuszu „mocna zima”, w związku z niskimi temperaturami zapotrzebowanie na moc ciepłą przekracza 500 kWc przez praktycznie całą zimę,
- W scenariuszu „łagodna zima” nie pojawiają się długie okresy z zapotrzebowaniem powyżej 500 kWc, jednakże wciąż się pojawiają okresy po kilka godzin, gdy konieczne jest zapewnienie wskazanej ilości ciepła,
- Minimalne zapotrzebowanie na energię ciepłą wynosi 35 kW w każdym z scenariuszy, co wiąże się z koniecznością zapewnienia urządzeń dostosowanych do pracy przy takim minimum technicznym,
- W celu zapewnienia wystarczającej ilości ciepła konieczne jest zastosowanie oprócz dwóch kogeneratorów również źródła szczytowego,
- W scenariuszu „mocna zima” szczytowe zapotrzebowanie sięga 1 100 kW, przy czym zapotrzebowanie na moc przekracza 1 000 kW jedynie przez 24 godziny w ciągu roku,
- Ponieważ zapotrzebowanie na moc przekracza 1 000 kW w ciągu jednego dnia, konieczne jest zapewnienie źródła szczytowego o mocy co najmniej 500 kW.

Analizując powyższe można stwierdzić, że demonstrator może być systemem skalowanym. Główną determinantą decydującą o wielkości demonstratora jest jego zapotrzebowanie na ciepło. Wartość ta jest bezpośrednio skorelowana z temperaturą zewnętrzną. Jeżeli chodzi o pokrycie zapotrzebowania to jak przedstawiono w przedmiotowym badaniu demonstrator technologii złożony jest z kilku niezależnych elementów a mianowicie dwóch jednostek CHP o mocy 250 i 249 kWc oraz kotła szczytowego. Skalowalność i replikowalność systemu jest o tyle prosta, że w sytuacji identyfikacji wyższego zapotrzebowania na moc ciepłą systemu przeznaczonego do zasilania w ciepło należy zwiększyć moc jednostek wytwórczych natomiast w przypadku odwrotnym zmniejszyć.

Taki dobór jednostek pozwala w sposób elastyczny i efektywny sterować ich pracą na potrzeby C.O. i C.W.U przy jednoczesnym optymalnym wykorzystaniu strumienia paliwa w postaci biogazu. Założono, że w sezonie grzewczym jednostki sterowane będą przez system SCADA w priorytecie śledzenia produkcji ciepła w korelacji z temperaturą zewnętrzną. Dostawca technologii potwierdził również, że dobrane wielkości zbiorników fermentacyjnych, ilości substratów pozwalają na wyprodukowanie wystarczającej ilości paliwa pierwotnego (biogaz) tak by pokryć zapotrzebowanie na ciepło w systemie oraz potrzeby własne samej biogazowni. Dodatkowo przyjęto pesymistyczny wskaźnik zawartości metanu w jednostce objętości biogazu na poziomie 50%.

Na zapotrzebowanie na energię na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej ma szereg czynników, z których wiele jest całkowicie niezależna od zarządzającego siecią ciepłowniczą. Najważniejsze z nich to:

- Temperatura zewnętrzna – Zmniejszenie temperatury zewnętrznej przekłada się na zwiększone straty ciepła przez przenikanie z pomieszczeń ogrzewanych, co w skali całego systemu przekłada się na konieczność dostarczenia do budynków większej ilości ciepła na potrzeby CO. Ma to szczególne znaczenie w okresach zimowych, gdy temperatury są niskie, a przez to zapotrzebowanie na energię jest wysokie, oraz w okresach przejściowych, gdy średniodobowa temperatura powietrza waha się między 10 a 16°C, gdyż w zależności od ustawień automatyki, następuje załączanie i wyłączanie węzła cieplnego. W celu reagowania na zmiany pogody należy na bieżąco monitorować prognozy pogody, zarówno krótko- jak i długo- terminowe i dostosowywać na ich podstawie plan produkcji energii.
- Stan techniczny podłączonych obiektów – Wiele budynków podłączonych do sieci ciepłowniczej nie jest dostosowana do obecnie obowiązujących wymagań przenikalności cieplnej oraz zapotrzebowania na ciepło. Równocześnie, corocznie kolejne budynki są sukcesywnie modernizowane, co przekłada się na zmniejszenie zapotrzebowania na energię użytkową na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej, a także podnoszona jest sprawność wewnętrznej instalacji grzewczej (poprzez izolację rur, montaż zaworów, sterowanie pracą). Każda taka zmiana powoduje, że z roku na rok zapotrzebowanie na energię oraz moc się obniża. O ile w przypadku dużych systemów ciepłowniczych monitorowanie tego procesu jest praktycznie niemożliwe, to w przypadku sieci o mocy kilku megawatów do której podłączona jest niewielka ilość obiektów, należy na bieżąco monitorować prowadzone działania i być w stałym kontakcie z administratorami lokalnych nieruchomości.
- Liczba mieszkańców – Wraz ze zmianą ilości mieszkańców w obiektach przyłączonych do sieci zmienia się zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową – większa ilość mieszkańców wymaga większej ilości ciepła i odwrotnie. Szczegółowe dane o aktualnej ilości mieszkańców są trudno

dostępne, możliwe jest jednak uzyskanie danych ogólnych i na tej podstawie przygotowanie statystyk i trendów w ilości mieszkańców.

- Zachowania odbiorców – Ważnym czynnikiem wpływającym na zużycie energii cieplnej na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej jest zachowanie odbiorców. Złe gospodarowanie energią ciepłą w budynku znacząco zwiększa ilość energii zużywanej przez gospodarstwa domowe (np. poprzez wietrzenie przy odkręconych grzejnikach, czy też nie zakręcanie kranu z ciepłą wodą). Można wpływać na zachowania mieszkańców poprzez uświadamianie ich o skali problemu oraz przez przedstawianie korzyści wynikających z zmiany w zachowaniu.
- Sposób rozliczania zużycia energii cieplnej – Jeśli zużycie energii cieplnej rozliczane jest w oparciu o metraż, odbiorca energii często nie ma motywacji do zmiany sposobu używania energii. Dopiero w przypadku zastosowania podzielników ciepła lub indywidualnych liczników, gdy indywidualne zużycie wpływa na wysokość rachunków, pojawia się motywacja do oszczędzania energii cieplnej.
- Automatyka sterująca pracą węzłów – W celu optymalizacji pracy węzłów cieplnych możliwe jest zastosowanie automatyki automatycznie regulującej pracą węzła. Węzły starszego typu wyposażone są w zwykły sterownik zmieniający przepływ przez węzeł w zależności od temperatury wody po stronie odbiorcy. Jednakże możliwe jest rozszerzenie tego systemu poprzez podłączenie czujnika temperatury zewnętrznej, na bieżąco regulującego pracą w zależności od rzeczywistej temperatury. Dodatkowo możliwe jest również dodanie sprzężenia z temperaturą w lokalach mieszkalnych (wszystkich lub w kilku reprezentacyjnych), co jeszcze bardziej poprawia jakość sterowania pracą węzła. Zapewnia to nie tylko komfort termicznego dla odbiorcy, ale i zmniejszenie zapotrzebowania na energię pobieraną z sieci
- Stan sieci ciepłowniczej – Kolejnym ważnym czynnikiem wpływającym na zapotrzebowanie na energię jest stan sieci ciepłowniczej. Stare sieci, w szczególności kanałowe charakteryzują się wysokimi współczynnikami przewodzenia ciepła. Dodatkowo, wraz z wiekiem stan izolacji się pogarsza, co również wpływa na wysokość strat cieplnych. Oznacza to, że modernizacja sieci ciepłowniczych (nawet kilkunastoletnich) na preizolowane przekłada się na zmniejszenie zapotrzebowania na energię ciepłą.
- Rozwój sieci – wraz z podłączaniem nowych obiektów zwiększa się zapotrzebowanie na energię ciepłą (ze względu na potrzeby odbiorców) jak i również z powodu strat w dłuższej sieci ciepłowniczej. Jednakże każdorazowe podłączenie do sieci poprzedzone jest wieloletnim procesem administracyjnym, który pozwala z wyprzedzeniem planować wpływ nowych przyłączy na stan sieci.

- Awarie – ostatnim czynnikiem, bardzo trudnym do przewidzenia są awarie sieci. Nie tylko generują one dodatkowe koszty związane z koniecznością naprawy, ale również powodują straty energii cieplnej, głównie poprzez ubytek pogrzanej wody i konieczność dostarczenia nowej. Na podstawie analizy statystycznej możliwe jest wskazanie obszarów szczególnie narażonych na awarie, co pozwala na przeprowadzenie działań uprzedzających, poprzez doraźne remonty, lub kompleksową wymianę awaryjnego odcinka sieci.

Zadanie badawcze nr 4

Następnym wskazanym zakresem badawczym było opracowanie optymalnego modelu sprzedaży energii elektrycznej oraz funkcjonalności systemu zarządzania energią elektryczną, czyli logicznego procesu wykorzystania parametrów pracy KSE oraz zmienności i różnicy cen energii w określonych horyzontach czasowych do planowania pracy demonstratora oraz optymalizacji przychodów w zakresie sprzedaży energii elektrycznej uwzględniając procesy zachodzące w demonstratorze, a w szczególności fakt pracy generatora w wysokosprawnej kogeneracji w systemie ciepłowniczym.

Technologia wytwarzania energii elektrycznej będzie oparta na biogazie rolniczym. W związku z tym planowane jest wejście do systemu wsparcia polegające na sprzedaży energii elektrycznej w taryfie gwarantowanej FIT (do 500kW) dla wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji dla biogazu rolniczego. Źródło zostanie przyłączone do sieci elektroenergetycznej OSD PGE Dystrybucja, a energia elektryczna wytworzona w demonstratorze będzie wprowadzana do sieci i przeznaczona do sprzedaży.

W początkowym etapie prac badawczych przygotowano bazę danych wybranych parametrów pracy KSE. Dane pozyskano z raportów na stronie Polskich sieci Elektroenergetycznych oraz Towarowej Giełdy Energii za okres od 01.01.2020 do 31.12.2020. Na bieżąco planowano i korygowano zakres parametrów. W pierwszej kolejności wytypowano wybrane parametry pracy KSE oraz opracowano wstępny plan badań. W okresie pomiędzy 1.09.2021 do 31.12.2021 roku trwały prace związane z pozyskaniem bazy danych do badań. W tym czasie pozyskano szereg danych godzinowych związanych z funkcjonowaniem KSE. W miarę czasu weryfikowano plan badań w oparciu o wstępne badania porównawcze wybranych parametrów pracy KSE. Wstępny plan badań był na bieżąco korygowany poprzez eliminację niektórych korelacji pomiędzy parametrami pracy KSE, które po wstępnej analizie nie miały uzasadnienia do dalszych badań z uwagi na fakt braku mierzalnej korelacji tych parametrów. Ostatecznie po wykonaniu wielu wstępnych badań określono zakres parametrów do dalszych badań. Zespół badawczy skoncentrował działania na głównie na cenach rynkowych energii elektrycznej na dwóch rynkach, czyli na rynku dnia następnego oraz rynku technicznym bilansującym.

W pierwszej fazie badań dokonano badania odchyień cen energii elektrycznej w poszczególnych dniach, godzinach oraz opracowano średnioroczny profil godzinowy cen energii elektrycznej na badanych dwóch rynkach.

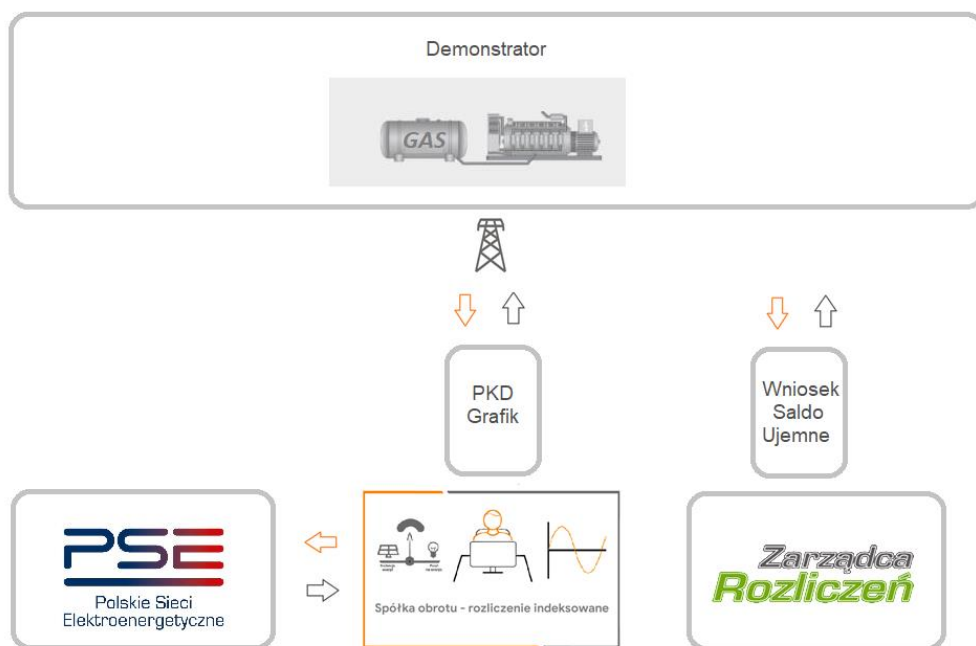
Kolejnym etapem badań było określenie minimów oraz maksimów cen w danej dobie handlowej dla RDN FIX I oraz CRO. Przy założeniu średniej ceny energii elektrycznej na poziomie dla RDN FIX I równym 209,31 zł/MWh oraz dla CRO na poziomie 205,62 zł/MWh określono:

- dla minima ceny poniżej 80 zł/MWh;
- dla maksima ceny powyżej 336 zł/MWh

Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym charakteryzują się większą skłonnością do osiągania wartości minimów i maksimów niż ceny na rynku dnia następnego FIX I. W związku z tym bardziej przewidywalnym i stabilnym jest RDN FIX I, co należy uwzględnić do opracowania modelu sprzedaży energii elektrycznej z demonstratora oraz funkcjonalności systemu.

Na płaszczyźnie obrotu energią elektryczną demonstrator będzie posiadał zdolność do sprzedaży energii elektrycznej. Zostanie zawarta umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii z usługą bilansowania handlowego oraz umowa sprzedaży energii elektrycznej na potrzeby własne. Dodatkowo demonstrator będzie korzystał z systemu wsparcia w ramach tzw. taryfy gwarantowanej Fit-in-Premium, czyli wsparcia produkcji energii elektrycznej pochodzącej z biogazu rolniczego w wysokosprawnej kogeneracji. W tym celu demonstrator przejdzie procedurę i uzyska zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b, ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Sprzedaż energii elektrycznej będzie się odbywała do spółki obrotu innej niż sprzedawca zobowiązany. Energia elektryczna wprowadzona do sieci OSD będzie sprzedawana w oparciu o dostępny na Towarowej Giełdzie Energii indeks godzinowy Rynku Dnia Następnego Fixing I. W tym celu będą opracowywane i przekazywane do sprzedawcy grafiki godzinowe tzw. PKD (Plan Koordynacyjny Dobowy) zawierające ilości godzinowe planowanej do wytworzenia energii elektrycznej na następną dobę handlową n+1. Ilości godzinowe energii elektrycznej zgłoszonej w PKD będą rozliczane w oparciu o ceny godzinowe dla poszczególnych godzin doby handlowej. Różnica w godzinowej ilości energii elektrycznej zgłoszonej w PKD, a ilością fizycznie wprowadzonej do sieci energii elektrycznej określonej na podstawie układu pomiarowo-rozliczeniowego OSD, zostanie rozliczona w oparciu o ceny rynku bilansującego CROs lub CROz z w zależności od kierunku odchylenia.



Rysunek 7 Mapa procesów związanych ze sprzedażą i rozliczeniem energii z Demonstratora

Rozliczenia z tytułu sprzedaży energii elektrycznej będą się odbywały według następujących algorytmów:

W przypadku gdy ilość energii wprowadzonej do sieci OSD będzie mniejsza niż ilość energii zgłoszonej w planie PKD:

$$E_W^h < E_{PKD}^h$$

$$N_{EW} = \sum_{h=1}^m [(E_{PKD}^h * C_{RDN}^h) + ((E_W^h - E_{PKD}^h) * C_{CROs}^h)]$$

W przypadku gdy ilość energii wprowadzonej do sieci OSD będzie większa niż ilość energii zgłoszonej w planie PKD:

$$E_W^h > E_{PKD}^h$$

$$N_{EW} = \sum_{h=1}^m [(E_{PKD}^h * C_{RDN}^h) + ((E_W^h - E_{PKD}^h) * C_{CROz}^h)]$$

gdzie:

N_{EW} –	Należność za Wprowadzoną Energię Elektryczną do sieci OSD w danym okresie rozliczeniowym [zł]
E_{PKD} –	Grafikowa ilość energii sprzedanej na podstawie PKD dla danej godziny doby handlowej w okresie rozliczeniowym określona w PKD [MWh]

E_W –	Rzeczywista ilość Wprowadzonej Energii Elektrycznej do sieci OSD, zmierzona na podstawie odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego dla danej godziny doby handlowej w okresie rozliczeniowym [MWh]
C_{RDN} –	Cena rozliczeniowa energii elektrycznej sprzedanej na podstawie indeksu TGE RDN Fixing I dla danej godziny doby handlowej w okresie rozliczeniowym [zł/MWh]
C_{CROz} –	Cena rozliczeniowa zakupu energii elektrycznej na rynku bilansującym w danej godzinie doby handlowej w okresie rozliczeniowym [zł/MWh]
C_{CROs} –	Cena rozliczeniowa sprzedaży energii elektrycznej na rynku bilansującym w danej godzinie doby handlowej w okresie rozliczeniowym [zł/MWh]
h –	Godzina handlowa w okresie rozliczeniowym
m –	Ilość godzin handlowych dostawy energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym

Rozliczenia z tytułu zakupu energii elektrycznej na potrzeby własne będą się odbywały według następujących algorytmów:

$$N_{EP} = \sum_{h=1}^m E_p^h * (C_{CROs}^h + K_{PM} + K_{AKC})$$

gdzie:

N_{EP} –	Należność za Pobraną Energię Elektryczną z sieci OSD w danym okresie rozliczeniowym [zł]
E_p –	Rzeczywista ilość Pobranej Energii Elektrycznej z sieci OSD, zmierzona na podstawie odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego dla danej godziny doby handlowej w okresie rozliczeniowym [MWh]
C_{CROs} –	Cena rozliczeniowa sprzedaży energii elektrycznej na rynku bilansującym w danej godzinie doby handlowej w okresie rozliczeniowym [zł/MWh]
K_{PM} –	Koszty umorzenia świadectw pochodzenia zgodnie z obowiązującymi obowiązkami [zł/MWh]
E_{AKC} –	Koszty podatku akcyzowego zgodnie z obowiązującą wartością [zł/MWh]
h –	Godzina handlowa w okresie rozliczeniowym
m –	Ilość godzin handlowych dostawy energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym

Taki model pozwala na optymalną sprzedaż energii elektrycznej.

1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni

Wykonawca w ramach demonstratora nie nazywał wskazanej technologii nazwą własną i w projekcie posługuje się nazwą przyjętą przez NCBIr „Demonstrator”. Koncepcja zakłada wykorzystanie technologii biogazowej wraz z układami CHP oraz kotłem szczytowym, pomiędzy którymi planowane jest ułożenie gazociągu do przesyłu biogazu. Dodatkowo również w przypadku potrzeb własnych zastosowano także układ CHP. Celem nadrzędnym było osiągnięcie 100% udziału OZE przy jak najniższym koszcie wytworzenia ciepła LCOH oraz z osiągnięciem jak najwyższej

efektywności ekonomicznej demonstratora technologii. Warunkiem brzegowym było zaspokojenie zapotrzebowania na ciepło i ciepłą wodę użytkową wskazanych odbiorców.

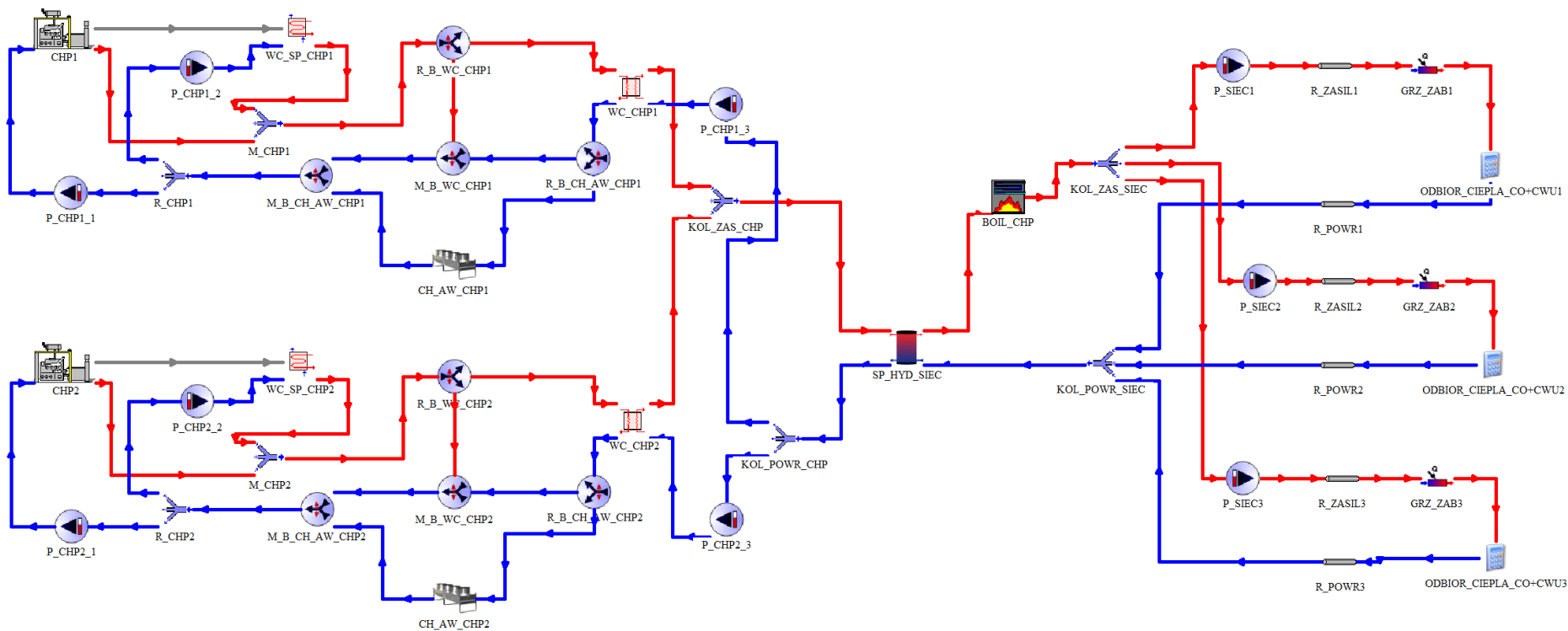
Schemat instalacji kogeneracyjnej i biogazowni podany został odpowiednio w Rysunek 8 i Rysunek 9, gdzie przedstawiono główne połączenia hydrauliczne w systemie razem z opisem komponentów. Z uwagi na stosunkowo długą listę urządzeń w poniższej tabeli zestawiono najistotniejsze komponenty, które podlegały modelowaniu w programie TRNSYS.

Tabela 1 Lista komponentów instalacyjnych modelu

Komponent	Rodzaj komponentu TRNSYS	Opis
CHP1	Wbudowany	jednostka kogeneracyjna 1 - 250 kW
CHP2	Wbudowany	jednostka kogeneracyjna 2 - 249 kW
P_CHP1_1	Wbudowany	pompa obiegu silnika CHP1
P_CHP1_2	Wbudowany	pompa obiegu wymiennika ciepła spalinowego silnika CHP1
P_CHP1_3	Wbudowany	pompa obiegu wtórnego CHP1
P_CHP2_1	Wbudowany	pompa obiegu silnika CHP2
P_CHP2_2	Wbudowany	pompa obiegu wymiennika ciepła spalinowego silnika CHP2
P_CHP2_3	Wbudowany	pompa obiegu wtórnego CHP2
WC_SP_CHP1	Wbudowany	wymiennik ciepła spalinowy CHP1
WC_SP_CHP2	Wbudowany	wymiennik ciepła spalinowy CHP2
CH_AW_CHP1	Wbudowany	chłodnia awaryjna CHP1
CH_AW_CHP2	Wbudowany	chłodnia awaryjna CHP2
R_CHP1	Wbudowany	rozdzielacz obiegu pierwotnego CHP1
R_CHP2	Wbudowany	rozdzielacz obiegu pierwotnego CHP2
M_CHP1	Wbudowany	mieszacz obiegu pierwotnego CHP1
M_CHP2	Wbudowany	mieszacz obiegu pierwotnego CHP2
R_B_WC_CHP1	Wbudowany	rozdzielacz bypass wymiennika ciepła CHP1
R_B_WC_CHP2	Wbudowany	rozdzielacz bypass wymiennika ciepła CHP2
M_B_WC_CHP1	Wbudowany	mieszacz bypass wymiennika ciepła CHP1
M_B_WC_CHP2	Wbudowany	mieszacz bypass wymiennika ciepła CHP2
WC_CHP1	Wbudowany	wymiennik ciepła CHP1
WC_CHP2	Wbudowany	wymiennik ciepła CHP2
KOL_POWR_CHP	Wbudowany	kolektor powrotny jednostek kogeneracyjnych
SP_HYD_SIEC	Wbudowany	sprzęgło hydrauliczne sieci ciepłowniczej

Komponent	Rodzaj komponentu TRNSYS	Opis
BOIL_CHP	Wbudowany	kocioł szczytowy biogazowy
KOL_ZAS_SIEC	Wbudowany	kolektor zasilający sieć ciepłowniczą
KOL_POWR_SIEC	Wbudowany	kolektor powrotny sieci ciepłowniczej
P_SIEC1	Wbudowany	pompa obiegowa sieci ciepłowniczej 1
P_SIEC2	Wbudowany	pompa obiegowa sieci ciepłowniczej 2
P_SIEC3	Wbudowany	pompa obiegowa sieci ciepłowniczej 3
R_ZASIL1	Wbudowany	orurowanie zasilające sieć ciepłowniczą 1
R_ZASIL2	Wbudowany	orurowanie zasilające sieć ciepłowniczą 2
R_ZASIL3	Wbudowany	orurowanie zasilające sieć ciepłowniczą 3
R_POWR1	Wbudowany	orurowanie powrotne sieć ciepłowniczą 1
R_POWR2	Wbudowany	orurowanie powrotne sieć ciepłowniczą 2
R_POWR3	Wbudowany	orurowanie powrotne sieć ciepłowniczą 3
ODBIOR_CIEPLA_CO+CWU1	Kalkulator obliczeniowy	odbiór ciepła CO i CWU (wymiennikownia) sieć ciepłownicza 1
ODBIOR_CIEPLA_CO+CWU2	Kalkulator obliczeniowy	odbiór ciepła CO i CWU (wymiennikownia) sieć ciepłownicza 2
ODBIOR_CIEPLA_CO+CWU3	Kalkulator obliczeniowy	odbiór ciepła CO i CWU (wymiennikownia) sieć ciepłownicza 3
GRZ_ZAB1	Wbudowany	podgrzewacz wody sieciowej sieć ciepłownicza 1*
GRZ_ZAB2	Wbudowany	podgrzewacz wody sieciowej sieć ciepłownicza 2*
GRZ_ZAB2	Wbudowany	podgrzewacz wody sieciowej sieć ciepłownicza 3*
CHPB	Wbudowany	jednostka kogeneracyjna - 100 kW
P_CHPB_1	Wbudowany	pompa obiegu silnika CHPB
P_CHPB_2	Wbudowany	pompa obiegu wymiennika ciepła spalinowego silnika CHPB
P_CHPB_3	Wbudowany	pompa obiegu wtórnego CHPB
WC_SP_CHPB	Wbudowany	wymiennik ciepła spalinowy CHPB
CH_AW_CHPB	Wbudowany	chłodnia awaryjna CHPB
R_CHPB	Wbudowany	rozdzielacz obiegu pierwotnego CHPB
M_CHPB	Wbudowany	mieszacz obiegu pierwotnego CHPB
R_B_WC_CHPB	Wbudowany	rozdzielacz bypass wymiennika ciepła CHPB
M_B_WC_CHPB	Wbudowany	mieszacz bypass wymiennika ciepła CHPB
WC_CHPB	Wbudowany	wymiennik ciepła CHPB

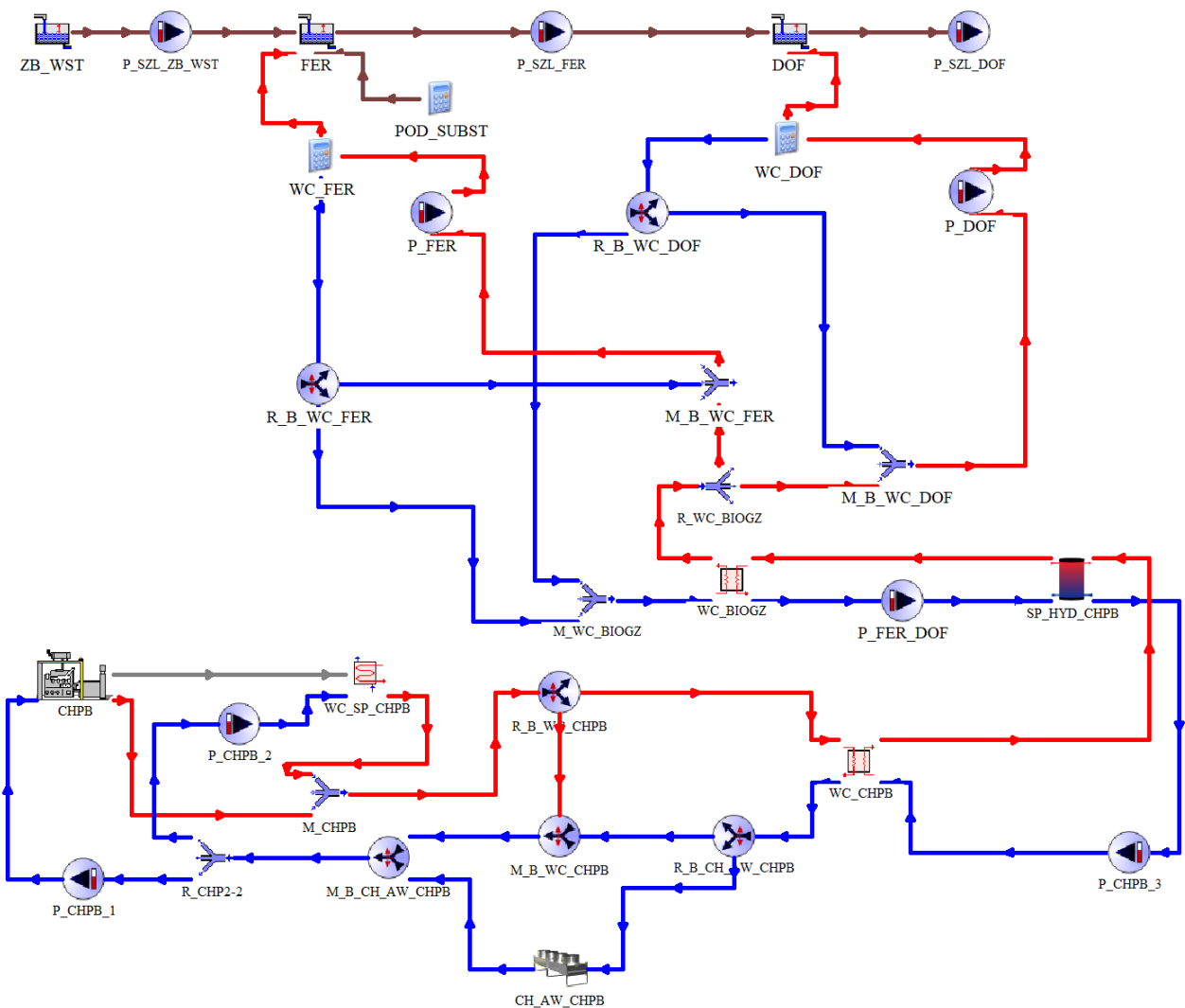
Komponent	Rodzaj komponentu TRNSYS	Opis
SP_HYD_CHPB	Wbudowany	sprzęgło hydrauliczne CHPB
WC_BIOGZ	Wbudowany	wymiennik ciepła biogazowni
P_FER_DOF	Wbudowany	pompa obiegowa wymiennika ciepła biogazowni
P_FER	Wbudowany	pompa obiegowa wymiennika ciepła obiegu grzewczego fermentora
P_DOF	Wbudowany	pompa obiegowa wymiennika ciepła obiegu grzewczego dofermentora
R_WC_BIOGZ	Wbudowany	rozdzielacz obiegów grzewczych fermentora i dofermentora
M_WC_BIOGZ	Wbudowany	mieszacz obiegów grzewczych fermentora i dofermentora
R_B_WC_FER	Wbudowany	rozdzielacz obiegu grzewczego fermentora
M_B_WC_FER	Wbudowany	mieszacz obiegu grzewczego fermentora
R_B_WC_DOF	Wbudowany	rozdzielacz obiegu grzewczego dofermentora
M_B_WC_DOF	Wbudowany	mieszacz obiegu grzewczego dofermentora
WC_FER	Kalkulator obliczeniowy	wymiennik ciepła fermentora
WC_DOF	Kalkulator obliczeniowy	wymiennik ciepła dofermentora
PODAJNIK	Kalkulator obliczeniowy	podajnik substratu kiszonki kukurydzy
ZB_WST	Wbudowany	zbiornik wstępny
FER	Wbudowany	fermentor
DOF	Wbudowany	dofermentor
P_SZL_ZB_WST	Wbudowany	pompa szlamowa zbiornik wstępny
P_SZL_FER	Wbudowany	pompa szlamowa fermentor
P_SZL_DOF	Wbudowany	pompa szlamowa dofermentor



CHP1: jednostka kogeneracyjna 1 - 250 kW
 CHP2: jednostka kogeneracyjna 2 - 249 kW
 P_CHP1_1: pompa obiegu silnika CHP1
 P_CHP1_2: pompa obiegu wymiennika ciepła spalinowego silnika CHP1
 P_CHP1_3: pompa obiegu wtórnego CHP1
 P_CHP2_1: pompa obiegu silnika CHP2
 P_CHP2_2: pompa obiegu wymiennika ciepła spalinowego silnika CHP2
 P_CHP2_3: pompa obiegu wtórnego CHP2
 WC_SP_CHP1: wymiennik ciepła spalinowy CHP1
 WC_SP_CHP2: wymiennik ciepła spalinowy CHP2
 CH_AW_CHP1: chłodnia awaryjna CHP1
 CH_AW_CHP2: chłodnia awaryjna CHP2
 R_CHP1: rozdzielacz obiegu pierwotnego CHP1
 R_CHP2: rozdzielacz obiegu pierwotnego CHP2
 M_CHP1: mieszacz obiegu pierwotnego CHP1
 M_CHP2: mieszacz obiegu pierwotnego CHP2
 R_B_WC_CHP1: rozdzielacz bypass wymiennika ciepła CHP1
 R_B_WC_CHP2: rozdzielacz bypass wymiennika ciepła CHP2
 M_B_WC_CHP1: mieszacz bypass wymiennika ciepła CHP1
 M_B_WC_CHP2: mieszacz bypass wymiennika ciepła CHP2
 WC_CHP1: wymiennik ciepła CHP1
 WC_CHP2: wymiennik ciepła CHP2

KOL_ZAS_CHP: kolektor zasilający jednostki kogeneracyjne
 KOL_POWR_CHP: kolektor powrotny jednostek kogeneracyjnych
 SP_HYD_SIEC: sprężko hydrauliczne sieci ciepłowniczej
 BOIL_CHP: kocioł szczytowy biogazowy
 KOL_ZAS_SIEC: kolektor zasilający sieć ciepłowniczą
 KOL_POWR_SIEC: kolektor powrotny sieci ciepłowniczej
 P_SIEC1: pompa obiegowa sieci ciepłowniczej 1
 P_SIEC2: pompa obiegowa sieci ciepłowniczej 2
 P_SIEC3: pompa obiegowa sieci ciepłowniczej 3
 R_ZASIL1: orurowanie zasilające sieć ciepłowniczą 1
 R_ZASIL2: orurowanie zasilające sieć ciepłowniczą 2
 R_ZASIL3: orurowanie zasilające sieć ciepłowniczą 3
 R_POWR1: orurowanie powrotne sieć ciepłowniczą 1
 R_POWR2: orurowanie powrotne sieć ciepłowniczą 2
 R_POWR3: orurowanie powrotne sieć ciepłowniczą 3
 ODBIOR_CIEPLA_CO+CWU1: odbiór ciepła CO i CWU (wymiennikownia) sieć ciepłowniczą 1
 ODBIOR_CIEPLA_CO+CWU2: odbiór ciepła CO i CWU (wymiennikownia) sieć ciepłowniczą 2
 ODBIOR_CIEPLA_CO+CWU3: odbiór ciepła CO i CWU (wymiennikownia) sieć ciepłowniczą 3
 GRZ_ZAB1: podgrzewacz wody sieciowej sieć ciepłowniczą 1*
 GRZ_ZAB2: podgrzewacz wody sieciowej sieć ciepłowniczą 2*
 GRZ_ZAB3: podgrzewacz wody sieciowej sieć ciepłowniczą 3*
 *obecny w schemacie wyłącznie dla celów symulacyjnych

Rysunek 8 Schemat hydrauliczny głównych komponentów w instalacji elektrociepłowni.



- CHPB: jednostka kogeneracyjna - 100 kW
 - P_CHPB_1: pompa obiegu silnika CHPB
 - P_CHPB_2: pompa obiegu wymiennika ciepła spalnego silnika CHPB
 - P_CHPB_3: pompa obiegu wtórnego CHPB
 - WC_SP_CHPB: wymiennik ciepła spalnego CHPB
 - CH_AW_CHPB: chłodnia awaryjna CHPB
 - R_CHPB: rozdzielacz obiegu pierwotnego CHPB
 - M_CHPB: mieszacz obiegu pierwotnego CHPB
 - R_B_WC_CHPB: rozdzielacz bypass wymiennika ciepła CHPB
 - M_B_WC_CHPB: mieszacz bypass wymiennika ciepła CHPB
 - WC_CHPB: wymiennik ciepła CHPB
 - SP_HYD_CHPB: sprzęgło hydrauliczne CHPB
 - WC_BIOGZ: wymiennik ciepła biogazowni
 - P_FER_DOF: pompa obiegowa wymiennika ciepła biogazowni
 - P_FER: pompa obiegowa wymiennika ciepła obiegu grzewczego fermentora
 - P_DOF: pompa obiegowa wymiennika ciepła obiegu grzewczego dofermentora
 - R_WC_BIOGZ: rozdzielacz obiegów grzewczych fermentora i dofermentora
 - M_WC_BIOGZ: mieszacz obiegów grzewczych fermentora i dofermentora
 - R_B_WC_FER: rozdzielacz obiegu grzewczego fermentora
 - M_B_WC_FER: mieszacz obiegu grzewczego fermentora
 - R_B_WC_DOF: rozdzielacz obiegu grzewczego dofermentora
 - M_B_WC_DOF: mieszacz obiegu grzewczego dofermentora
 - WC_FER: wymiennik ciepła fermentora
 - WC_DOF: wymiennik ciepła dofermentora
 - POD_SUBST: podajnik substratów
 - ZB_WST: zbiornik zstępny
 - FER: fermentor
 - DOF: dofermentor
 - P_SZL_ZB_WST: pompa szlamowa zbiornik wstępny
 - P_SZL_FER: pompa szlamowa fermenteor
 - P_SZL_DOF: pompa szlamowa dofermentor
 - WC_FER: wymiennik ciepła fermentor*
 - WC_DOF: wymiennik ciepła dofermentor*
- *obecny w schemacie wyłącznie dla celów symulacyjnych - wymienniki są zainstalowane wewnątrz zbiorników

Rysunek 9 Schemat hydrauliczny głównych komponentów w instalacji elektrociepłowni.

W biogazowni jednostka kogeneracyjna oddaje ciepło w obiegu pierwotnym za pomocą korpusu i wymiennika ciepła płaszczowo rurowego gdzie przechodzą gorące spaliny. Obieg pierwotny silnika składa się w dwóch niezależnych obiegów zasilanych osobnymi pompami obiegowymi. Układ pierwotny jednostki jest wyposażony w dwie pary zaworów bypass: 1) dedykowany dla chłodni wentylatorowej i 2) odcinający wymiennik ciepła jednostki (opcjonalny – w symulacji nie został zastosowany). Chłodnia jednostki jest aktywowana kiedy temperatura powrotna obiegu pierwotnego przekracza 82 °C i się wyłącza kiedy temperatura spada do 78 °C. W tym czasie chłodnia wentylatorowa pracuje tak aby zapewnić stałą temperaturę powrotną do silnika na poziomie 80 °C (chłodnia automatycznie dostosowuje prędkość wentylatora tak aby osiągnąć zadaną temperaturę).

Ciepło wyprodukowane w jednostce jest doprowadzone do systemu grzewczego fermentora i dofermentora za pomocą wymiennika ciepła najpierw, a potem wprzęgła hydraulicznego i kolejnego wymiennika ciepła. Praca jednostki kogeneracyjnej jest ustawiona tak aby śledziła temperaturę na wylocie ze wprzęgła hydraulicznego na podstawie sterownika proporcjonalnego ustawionego z minimalną i maksymalną temperaturą 87 i 92 °C. W symulacji sprawdzono, że takie ustawienie parametrów sterownika pozwala osiągnąć zadowalającą temperaturę na wylocie ze sprzęgła hydraulicznego do zasilania obiegu grzewczego fermentora i dofermentora.

W obiegu grzewczym fermentatora i dofermentora uwzględniono zawór mieszający i trójdrogowy w celu kontrolowania temperatury w zbiornikach. W tym celu zastosowano sterownik proporcjonalny zmieniający pozycje zaworów tak aby utrzymać temperaturę zbiorników pomiędzy 42 i 43 °C. Warto jednak zauważyć, że temperatura zbiornika może wykroczać poza podany wcześniej zakres ze względu na zmieniające się warunki zewnętrzne i zasilanie fermentora substratami.

Układ technologiczny biogazowni w modelu składa się wyłącznie ze zbiornika wstępnego, fermentora i dofermentora – nie uwzględniono zbiornika końcowego procesu ze względu na to, że był on zbędny w celu określenia zachowania termicznego biogazowni (zbiornik nieogrzewany). Substrat w postaci gnojowicy bydlęcej jest zasilany ze zbiornika wstępnego, z kolej substrat kiszonki kukurydzy w dedykowanego podajnika. Zasilane jest wykonywane na podstawie dedykowanych do każdego substratu harmonogramach, w których wpisano też harmonogram aktywacji też innych urządzeń w obrębie procesu fermentacyjnego (mieszadła zbiorników, dmuchawa, pompy , itd.). Harmonogramy zmieniają się na przełomie początku i końca roku ze względu na zwiększenie się zapotrzebowania na biogaz w czasie sezonu grzewczego. Masa fermentacyjna jest przekazywana z fermentora do dofermentora i z dofermentora do zbiornika końcowego (nie obecnego w modelu) przez pompy szlamowe działające według określonych harmonogramów. Substrat trafiający do bezpośrednio do fermentora i pośrednio do dofermentora jest transformowany w biogaz, na podstawie parametrów

substratów i ich ilości dostarczonych w czasie do systemu. Wyprodukowany biogaz jest dostarczany do magazynu biogazu, z którego biogaz jest dostarczany do wszystkich urządzeń nim zasilanych (obliczany jest dynamicznie bilans wolumenu biogazu w czasie symulacji).

Układ jednostek kogeneracyjnych w elektrociepłowni jest tożsamy z tym obecnym z biogazowni, z jedną różnicą dotyczącą tego, że wymienniki główne (pierwotny/wtórny) układów są połączone ze sobą przez kolektory podłączone ze sprzęgłem hydraulicznym sieci ciepłowniczej. Warunki temperaturowe aktywacji chłodni wentylatorowych dla obydwu jednostek są tożsame z tymi zastosowanymi dla silnika w biogazowni. W przypadku jednostek w elektrociepłowni zastosowano pracę ciągłą przy nominalnym obciążeniu, jednak w modelu prowadzono opcjonalny i podobny system sterowania co dla jednostki w biogazowni na podstawie śledzenia obciążenie cieplnego (temperatury na wylocie ze sprzęgła hydraulicznego sieci ciepłowniczej). Jednak ten system nie został zastosowany, ze względu na wydajność ekonomiczną systemu postawiono na pracę ciągłą przy 100 % obciążeniu.

Biogazowy kocioł szczytowy zastosowany został w celu sprostania pikom obciążenia cieplnego sieci ciepłowniczej. Kocioł razem z układem hydraulicznym jemu towarzyszącym (nie symulowanym w celu uproszczenia modelu) spełnia funkcję kontrolowania temperatury wody grzewczej dostarczonej do sieci. Jego aktywację zaprogramowano tak aby się uruchomił kiedy temperatura na wylocie ze sprzęgła hydraulicznego jest o 2 °C niższa od temperatury według krzywej grzewczej +4.5 °C. W czasie aktywacji kotła dostarczona temperatura do sieci wynosi temperatura według krzywej grzewczej +2.5 °C. Kocioł przechodzi w tryb oczekiwania kiedy temperatura w na wylocie ze sprzęgła hydraulicznego staje się o 4.5 °C wyższa od tej zadawanej przez krzywą grzewczą, w skutek głównie obniżenia zapotrzebowania na ciepło o pracy jednostek kogeneracyjnych.

Ciepło przekazane do sieci jest dystrybuowane pomiędzy jej pojedynczymi częściami przez kolektor zasilający i powrotny, oraz dedykowane pompy dostarczające odpowiedni strumień masowy według bieżących potrzeb użytkowników (zadawanych na podstawie plików z obliczonym według wytycznych zapotrzebowaniu CO i CWU). W modelu zastosowano orurowanie w celu symulacji strat ciepła w sieci, oraz obligatoryjne pomocnicze wymienniki ciepła, które sprawdzają zgodność temperatury w sieci w stosunku do tej określanej na podstawie krzywej grzewczej.

W procesie fermentacji wykorzystywane są dwa podstawowe substraty w postaci gnojowicy i kiszonki kukurydzy. Planowane jest także dostarczanie jako uzupełnienie masy pozostałości z produkcji rolnej i owocowo – warzywnej w postaci pozostałości z produkcji mieszanek warzywnych.

Podstawowym nośnikiem energii będzie biogaz produkowany w biogazowni, który następnie będzie transportowany odcinkiem sieci do jednostek CHP i kotła szczytowego. W tych jednostkach nastąpi przemiana energii pierwotnej w wyniku spalania biogazu na ciepło i energię elektryczną.

W dalszej kolejności ciepła woda zostanie skierowana do wymienników i zasili odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej. Projekt cechuje się następującymi parametrami i sprawnościami:

- Energia na wejściu do układu 13 466,64 MWh;
- Energia na wyjściu z układu 11 212,50 MWh;
- Sprawność całkowita układu 83,26%;
- Energia cieplna wytworzona 5 985,79 MWh;
- Sprawność wytwarzania ciepła 44,45%;
- Energia elektryczna wytworzona 5 226,71 MWh;
- Sprawność wytwarzania energii elektrycznej 38,81% - 83,26%;
- Ciepło przesłane 2 671,17 MWh;
- Ciepło wykorzystane 2 499,29 MWh;
- Sprawność przesyłu ciepła 93,57%.

Symulacja wykazała, że przy zapotrzebowaniu określonym dla wielolecia w przedziale 8783 GJ – 9819 GJ oraz symulacji profilu w kolejnych latach demonstrator pokrywa w 100% zapotrzebowanie na ciepło i CWU z OZE. Warunkiem koniecznym jest produkcja biogazu na poziomie 2 886 000 m³ /w tym zużycie biogazu na potrzeby własne/. Taki poziom produkcji biogazu wymaga dostarczenia ok. 5 555 ton gnojowicy i 11 150 ton kiszonki kukurydzianej. Powyższa lokalizacja musi się cechować produkcją rolniczą o potencjale zapewniającym zapotrzebowanie na substraty.

Opracowanie przedstawionej technologii niesie ze sobą kilka wymiernych korzyści pod względem energetycznym oraz eksploatacyjnym w stosunku do tradycyjnych biogazowni:

- produkcja ciepła i energii elektrycznej jest zlokalizowana przy odbiorcach, co przyczynia się do uniknięcia strat ciepła w ciepłociągach łączących biogazownię z siecią ciepłowniczą oraz strat energii elektrycznej w procesie przesyłu;
- możliwość zastosowania jednostek mniejszej mocy w instalacji biogazowni w celu sprostania zapotrzebowania na energię (wymiarowanie jednostki wyłącznie na potrzeby biogazowni);
- możliwość integracji jednostek kogeneracyjnych bezpośrednio w centrali sieci ciepłowniczej;
- możliwość niezależnego sterowania pracą jednostek kogeneracyjnych w elektrociepłowni i biogazowni.

Projekt wywiera pozytywny wpływ na lokalną społeczność poprzez wygenerowanie dodatkowych miejsc pracy zarówno dla personelu wykwalifikowanego jak i niewykwalifikowanego. Dodatkowo wspiera lokalną produkcję rolną i przyczynia się do zamknięcia łańcucha dostaw opartego na zrównoważonym rozwoju.

2. Lokalizacja Demonstratora Technologii

2.1. Charakterystyka lokalizacji

Teren działek przeznaczonych pod lokalizację planowanego przedsięwzięcia znajduje się w miejscowości Siemiatycze, w gminie Siemiatycze, w powiecie siemiatyckim, położonym w województwie podlaskim.

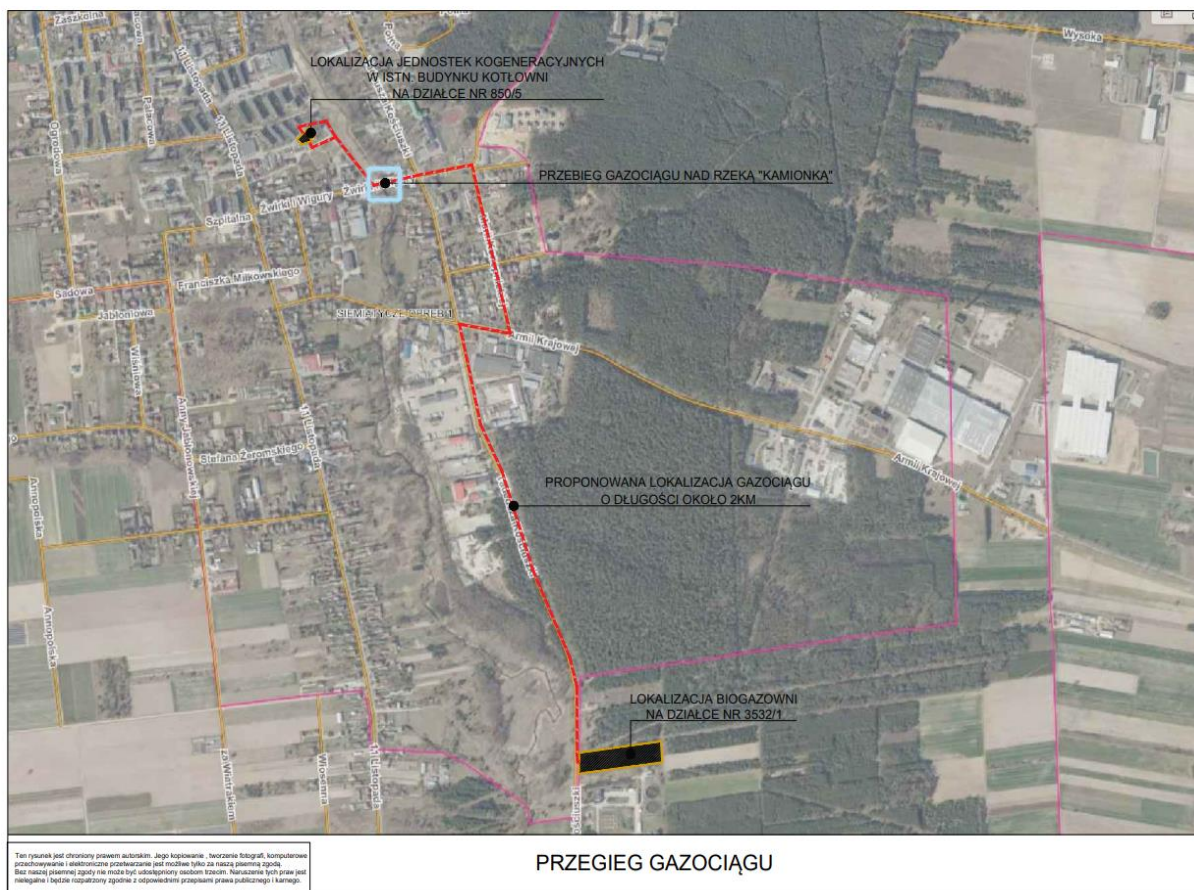


Mapa 1 Położenie miejscowości Siemiatycze na mapie gminy Siemiatycze

Źródło: geoportal.gov.pl

Obszar przedmiotowych nieruchomości częściowo jest objęty zapisami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (zwanego dalej „MPZP”) zawartymi w Uchwale nr XXXI/143/12 Rady Miasta Siemiatycze z dnia 19 grudnia 2012 r. w sprawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego części miasta Siemiatycze położonej przy ul. T. Kościuszki – zapisy dot. działki o nr. ewid. 3532/1. Zapisami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego nie są objęte ulice: Armii Krajowej, Marii Konopnickiej, Żwirki i Wigury.

Przedmiotowe przedsięwzięcie zlokalizowane zostanie na działkach numer 3532/1 (obręb Siemiatycze) oraz 850/5 (obręb Siemiatycze). Dodatkowo cały gazociąg będzie przebiegał wzdłuż ulic: T. Kościuszki, na wysokości ronda skręca w ul. Armii Krajowej, kolejno w lewo na ul. Marii Konopnickiej, następnie kieruje się w kierunku ul. Żwirki i Wigury, gdzie przechodzi przez rzekę Kamionkę, po czym skręca w tereny niezabudowane i dociera do kotłowni.



Mapa 2 Lokalizacja przedmiotowej biogazowni wraz z gazociągiem

Działka nr 3532/1 stanowi teren niezabudowany. Działka nr 850/5 objęta obszarem opracowania jest zabudowana budynkiem kotłowni. Od strony północnej i zachodniej przylega do drogi publicznej nr geod. dz. 5175/16. Od wschodu graniczy z działką 5175/17 zabudowaną budynkiem mieszkalnym wielorodzinnym przylegającym częściowo do wschodniej ściany kotłowni. Od południa graniczy z niezabudowaną działką 851/22. Od strony wschodniej znajdują się dwa kominy stalowe posadowione na żelbetowej podstawie.

2.2. Opis budynków

W skład planowanej biogazowni będą wchodzić poniższe budynki.

Komora fermentacji pierwotnej (fermentor) – zbiornik żelbetowy, monolityczny pokryty warstwą gąszczelnej membrany stanowiącej elastyczny magazyn biogazu. Średnica wewnętrzna zbiornika – do 22 m, głębokość/wysokość – do 6 m. W zbiorniku fermentacyjnym będzie zachodził proces fermentacji odpowiedzialny za 80 % produkcji biogazu. Zbiornik będzie wyposażony w system mieszania składający się z trzech mieszadeł poziomych (MP1).

Komora fermentacji wtórnej (tzw. dofermentor) – konstrukcja zbiornika fermentacji wtórnej będzie podobna do konstrukcji zbiornika fermentacji pierwotnej. Podobnie jak zbiornik fermentacji pierwotnej, zbiornik fermentacji wtórnej pokryty jest warstwą gazoszczelnej membrany EPDM. Średnica wewnętrzna zbiornika – do około 22,0 m, głębokość/wysokość – do 6,0 m.

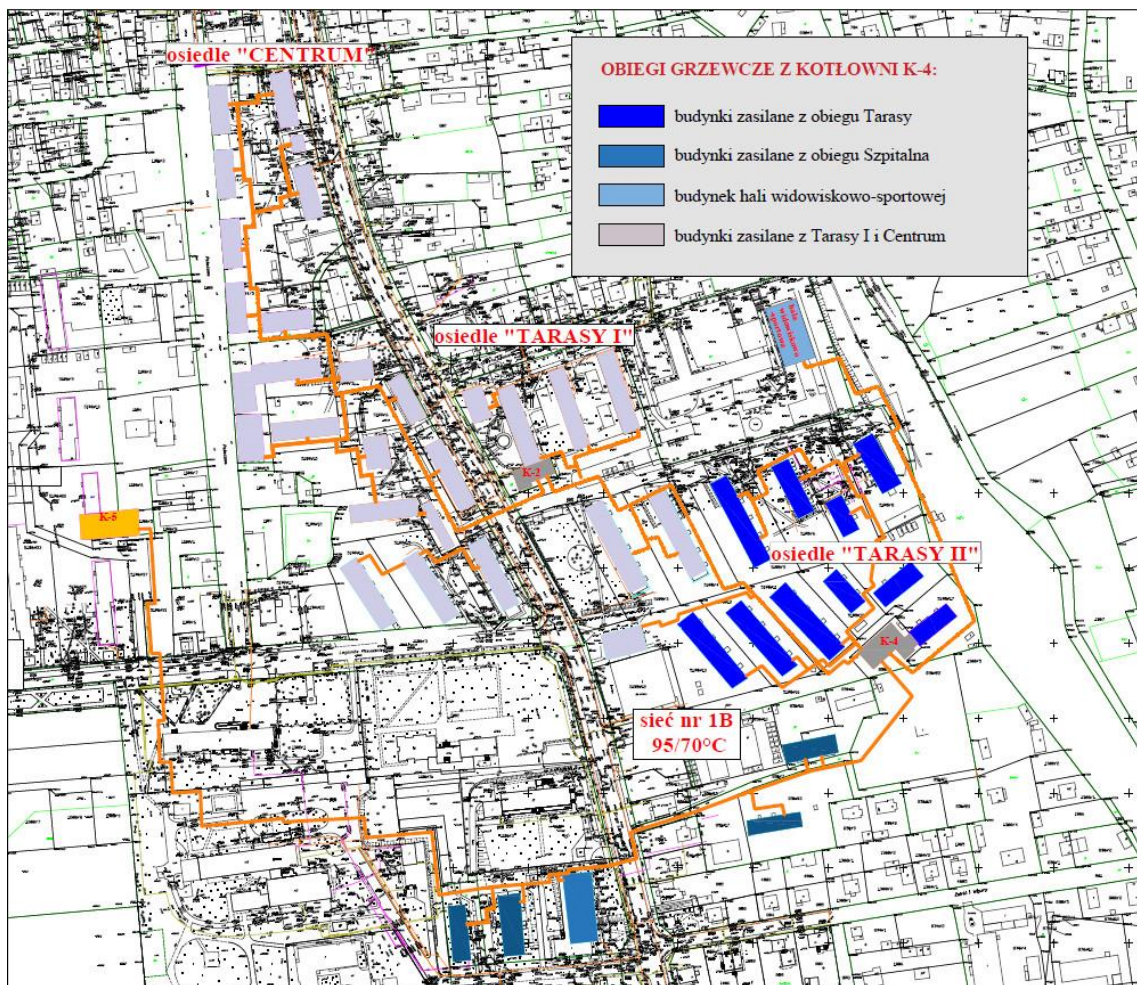
Zbiornik substancji przefermentowanej (zbiornik końcowy) – zbiornik żelbetowy, monolityczny otwarty. Średnica wewnętrzna do 32 m, głębokość/wysokość do 8 m.

Zbiornik buforowy na gnojowicę (zbiornik wstępny) – żelbetowy, monolityczny zbiornik zamknięty podziemny lub naziemny o średnicy wewnętrznej do 7,5 m, wysokości do 6 m, pojemności 150 m³. Zbiornik wstępny będzie przeznaczony do przyjmowania substratów płynnych w postaci gnojowicy.

Szacht instalacyjny – obiekt wykonany w technologii tradycyjnej murowanej zlokalizowany pomiędzy zbiornikami fermentacyjnymi. Będzie on pełnił funkcje głównej przepompowni instalacji.

2.3. Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej (w tym parametry ilościowe i jakościowe, zdolności przesyłowe, itp.)

Opisywane przedsięwzięcie planowane do realizacji uczestnicy konsorcjum zamierzają uruchomić na terenie Miasta Siemiatycze położonego we wschodniej Polsce na terenie południowej części województwa podlaskiego. Za wskazaną lokalizacją przemawia po pierwsze bliskość i dostępność substratów do produkcji biogazu, jako paliwa zasilającego układy CHP. Po drugie natomiast skala potrzeb lokalnych budynków zamieszkania zbiorowego wykorzystujących obecnie paliwa kopalne. Specyfika Siemiatycz to także struktura sieci ciepłowniczej, która oparta jest na kilku lokalnych jednostkach wytwórczych zasilających po kilka budynków zamieszkania zbiorowego. Na poniższym rysunku wskazano obiegi grzewcze planowane do zasilenia /obieg grzewczy Tarasy II, Szpitalna, Hala Widowiskowo - sportowa/.



Rysunek 10 Planowane do zasilenia obiegi grzewcze

W polskim ciepłownictwie najczęściej źródła zdalaczynne pracują w dużych miastach i miastach powiatowych. Natomiast w miasteczkach o porównywalnej liczbie ludności – ok. 15 tys. najczęściej zasilanie realizowane jest poprzez źródła zlokalizowane bezpośrednio w budynkach. Wynika to z faktu, że budowanie sieci przesyłowych jest zdecydowanie bardziej kapitałochłonną inwestycją niż doprowadzenie nitki paliwowej i instalacja źródła w budynku.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej planowane jest w istniejącym budynku kotłowni zlokalizowanej w Siemiatyczach przy ulicy 11 listopada. Kotłownia jest eksploatowana przez spółkę miejską „Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.”, które realizuje zadania własne gminy takie jak:

- Produkcja i dostawa ciepła poprzez własne kotłownie do mieszkańców;
- Zbiorowe zaopatrzenie w wodę i odprowadzanie ścieków oraz oczyszczanie ścieków;
- Prowadzenie gospodarki odpadowej /odbieranie odpadów komunalnych, surowców wtórnych, utrzymywanie składowiska odpadów/;
- Produkcja elementów prefabrykowanych z betonu.



Rysunek 11 Węzeł istniejącej kotłowni



Rysunek 12 Hala kotłów

Istniejące obiegi grzewcze zostały zmodernizowane w roku 2018 i są w pełni preizolowane. Zgodnie z danymi uzyskanymi od Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o. obieg grzewczy „Tarasy II” o łącznej długości 490 mb składa się z orurowania o przekroju DN 25 ÷ 125mm (DN 125 mm wyjście z kotłowni). Całkowita pojemność zładu 3,1 m³ /bez pojemności instalacji odbiorczej budynków/.

W przypadku obiegu grzewczego „Szpitalna” całkowita długość sieci wynosi 365 mb i również jest całkowicie preizolowana. Analogicznie jak w przypadku pierwszego obiegu grzewczego orurowanie posiada przekroje DN 150 mm /na wyjściu z kotłowni/ oraz DN 25÷50mm przyłącza zasilające obiekty. Pojemność zładu 12,9 m³. Cała instalacja pracuje pod ciśnieniem ok. 3,8 bar i zgodnie z deklaracją

obecnego operatora Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o., sieci ciepłownicze nie wymagają uzupełniania.

Ostatni obieg grzewczy „Hala” ma łączną długość 350 mb i analogicznie jak pozostałe obiegi grzewcze jest całkowicie preizolowany. Przekrój rury ciepłowniczej wynosi DN 80 mm. Pojemność zładu 3,5 m³. W poniższych tabelach zestawiono dane pomiarowe dotyczące historycznego zapotrzebowania na energię oraz moc w podziale na ogrzewanie i ciepłą wodę użytkową.

Tabela 2 Profil zapotrzebowania na energię obieg Tarasy II

Zużycie energii cieplnej [GJ]																										
Rok	I		II		III		IV		V		VI		VII		VIII		IX		X		XI		XII		Razem	
	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.
2019	659	222	496	210	401	208	258	223	0	207	0	185	0	179	0	194	54	172	290	194	404	178	527	216	3089	2388
2020	498	211	421	186	412	217	266	198	93	203	0	160	0	171	0	169	0	168	221	180	364	181	604	226	2879	2270
2021	596	201	631	197	521	227	333	199	96	184	0	187	0	153	0	178	87	179	290	176	416	203	638	213	3608	2297

Tabela 3 Profil zapotrzebowania na moc obieg Tarasy II

Zapotrzebowanie na moc [kW]																									
Rok	I		II		III		IV		V		VI		VII		VIII		IX		X		XI		XII		
	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	
2019	246,04	82,89	205,03	86,81	149,72	77,66	99,54	86,03	0,00	77,28	0,00	71,37	0,00	66,83	0,00	72,43	20,83	66,36	108,27	72,43	155,86	68,67	196,76	80,65	
2020	185,93	78,78	174,02	76,88	153,82	81,02	102,62	76,39	34,72	75,79	0,00	61,73	0,00	63,84	0,00	63,10	0,00	64,81	82,51	67,20	140,43	69,83	225,51	84,38	
2021	222,52	75,04	260,83	81,43	194,52	84,75	128,47	76,77	35,84	68,70	0,00	72,15	0,00	57,12	0,00	66,46	33,56	69,06	108,27	65,71	160,49	78,32	238,20	79,53	

Tabela 4 Profil zapotrzebowania na energię obieg Szpitalna

Zużycie energii cieplnej [GJ]																										
Rok	I		II		III		IV		V		VI		VII		VIII		IX		X		XI		XII		Razem	
	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.
2019	407	89	311	87	248	84	154	93	0	84	0	73	0	72	0	79	35	72	167	81	241	73	313	86	1876	973
2020	327	82	284	77	270	88	174	81	70	81	0	64	0	72	0	95	0	69	141	73	231	73	365	91	1862	946
2021	378	79	397	80	331	89	216	79	63	75	0	76	0	62	0	71	58	72	186	69	265	80	384	84	2278	916

Tabela 5 Profil zapotrzebowania na moc obieg Szpitalna

Zapotrzebowanie na moc [kW]																								
Rok	I		II		III		IV		V		VI		VII		VIII		IX		X		XI		XII	
	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.	c.o.	c.w.u.
2019	151,96	33,23	128,55	35,96	92,59	31,36	59,41	35,88	0,00	31,36	0,00	28,16	0,00	26,88	0,00	29,50	13,50	27,78	62,35	30,24	92,98	28,16	116,86	32,11
2020	122,09	30,62	117,39	31,83	100,81	32,86	67,13	31,25	26,14	30,24	0,00	24,69	0,00	26,88	0,00	35,47	0,00	26,62	52,64	27,26	89,12	28,16	136,28	33,98
2021	141,13	29,50	164,10	33,07	123,58	33,23	83,33	30,48	23,52	28,00	0,00	29,32	0,00	23,15	0,00	26,51	22,38	27,78	69,44	25,76	102,24	30,86	143,37	31,36

Tabela 6 Profil zapotrzebowania na energię obieg Hala

Zużycie energii cieplnej [GJ]														
Rok	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Razem	
	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.
	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.
2019	89	78	61	55	8	3	5	7	7	28	45	71	457	
2020	74	65	73	25	10	6	8	7	7	12	62	85	434	
2021	110	127	111	75	37	6	5	6	6	50	82	105	720	

Tabela 7 Profil zapotrzebowania na moc obieg Hala

Zużycie energii na moc [kW]														
Rok	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.	c.o.
	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.	c.w.u.
2019	33,23	32,24	22,77	21,22	2,99	1,16	1,87	2,61	2,70	10,45	17,36	26,51		
2020	27,63	26,87	27,26	9,65	3,73	2,31	2,99	2,61	2,70	4,48	23,92	31,74		
2021	41,07	52,50	41,44	28,94	13,81	2,31	1,87	2,24	2,31	18,67	31,64	39,20		

Jak wynika z danych pomiarowych zapotrzebowanie na energię w okresie 3 letnim wahał się od 8783 GJ do 9819 GJ. Planowana jednostka będzie zdolna do wytworzenia z deklarowanej ilości biogazu, który pozwoli na pokrycie zapotrzebowania na energię cieplną. Tym samym możliwości produkcyjne jednostek i wielkość demonstratora pozwala na pokrycie zapotrzebowania na ciepło obiektów mieszkalnych i użytkowych oraz na pokrycie potrzeb własnych.

Aktualnie kotłownia użytkowana przez Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. w Siemiatyczach wykorzystuje kotły zasilane miałem węglowym. Zainstalowane jednostki /6 kotłów rusztowych/ o łącznej mocy 3,64MW są już wyeksploatowane o odznaczają się stosunkowo niską sprawnością. Przyjmuje się, że sprawność wytwarzania w takich jednostkach wynosi ok. 60% - zatem dostępna moc użyteczna kotłów to niespełna 2,2 MW. Warto również podkreślić, że moc zainstalowana węzłów łącznie wynosi ok. 1,4 MW na potrzeby CO. Spółka będąca właścicielem zarówno infrastruktury wytwórczej, jak i sieciowej wdraża program modernizacji kotłowni i zastępuje nieefektywne jednostki kotłami gazowymi, przy czym to i tak nie rozwiązuje problemu, gdyż zgodnie z przyjętą polityką energetyczną paliwo kopalne, jakim jest gaz ziemny ma być traktowane przejściowo. Zatem w konsekwencji dostosowania do zmian klimatu, w istniejącej kotłowni i tak będzie zachodziła konieczność prędzej czy później przejścia na źródła OZE. Planowany projekt inwestycyjny polegający na zainstalowaniu urządzeń wytwórczych zasilanych biometanem jest rozwiązaniem zarówno potrzebnym , jaki również podążającym za zapotrzebowaniem krajowego rynku elektroenergetycznego i ciepłowniczego.

2.4. Uzyskany udział odnawialnych źródeł energii w Demonstratorze Technologii

Demonstrator oparty jest na technologii OZE. Całkowita wyprodukowana energia jest kwalifikowana, jako energia z OZE. Biogazownie rolnicze pozwalają na zaspokajanie zapotrzebowania na energię elektryczną i cieplną przy jednoczesnym wspieraniu gospodarki rolnej poprzez przetwarzanie pozostałości z tej produkcji. Bazując na możliwościach programu TRNSYS przeprowadzono modelowanie pracy całego układu zarówno na poziomie produkcji energii na potrzeby własne, jak również produkcji energii na potrzeby systemu ciepłowniczego. %OZE ukazano w poniższej tabeli

Tabela 8 Udział %OZE w Demonstratorze

Okres odniesienia	OZE [MWh]							CZARNA [MWh]	Udział OZE [%]
	$E_{e,elektr}$	$E_{e,biogz}$	$E_{t,fer}$	$E_{t,dof}$	$E_{th,CHP250,sieć}$	$E_{t,CHP249,sieć}$	$E_{t,boil}$	$E_{t,podgrz}$	
1/4/2024 – 31/3/2025	154.20	439.78	823.87	222.25	1243.72	1237.60	181.42	0.07	100.00
1/4/2025 – 31/3/2026	55.89	439.79	823.85	222.21	1242.82	1236.88	183.04	0.10	100.00

Bilans % OZE został obliczony z uwzględnieniem ilości energii wprowadzonej do Demonstratora Technologii w miejscu jej pierwszego pojawienia się w Demonstratorze Technologii w formie energii elektrycznej, ciepła, substratów lub energii chemicznej w paliwie. Wyliczenia zostały przeprowadzone zgodnie z poniższym wzorem.

$$\%OZE = \frac{OZE + ZMAGAZYNU}{OZE + ZMAGAZYNU + CZARNA}$$

Gdzie:

$$OZE = OZE_{zakup} + OZE_{dolne} + OZE_{biogaz} + OZE_{pv} + OZE_{wiatr} + OZE_{kolektor} + OZE_{zakup} + OZE_{lokal}$$

OZE_{zakup} – suma zakupionej energii elektrycznej OZE zakupionej od dostawców zewnętrznych i skasyfikowanej jako pochodząca z odnawialnych źródeł energii w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródła energii – z gwarancją lub świadectwem pochodzenia w rozumieniu tej ustawy;

OZE_{lokal} – suma zakupionej energii elektrycznej OZE od lokalnych dostawców energii elektrycznej OZE od lokalnych dostawców;

OZE_{dolne} – suma energii pobranych z dolnych źródeł przez pompy ciepła;

OZE_{biogaz} - suma energii cieplnej i elektrycznej uzyskanych z biogazu z własnej produkcji;

OZE_{pv} – energia wyprodukowana przez instalację fotowoltaiczną Demonstratora Technologii;

OZE_{wiatr} – energia wyprodukowana przez instalację wiatraków Demonstratora Technologii;

$OZE_{kolektor}$ - energia wyprodukowana przez kolektory słoneczne Demonstratora Technologii;

$ZMAGAZYNU$ – energia pobrana z magazynu sezonowego. Jeśli w Demonstratorze Technologii nie zastosowano magazynu sezonowego wartość przyjmuje 0;

$CZARNA$ – suma wszystkich energii wprowadzonych do Demonstratora Technologii, nie pochodząca z OZE.

2.5. Rozmiar Powierzchni Użytkowej Lokali ogrzewanych ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii,

Budowa systemu demonstracyjnego zaplanowana została na terenie miasta Siemiatycze liczącego blisko 15 tysięcy mieszkańców. Docelowo system demonstracyjny ma służyć do produkcji ciepła na potrzeby utrzymania komfortu termicznego oraz ciepłej wody użytkowej. W poniższej tabeli zestawiono powierzchnie użytkowe obiektów oraz adresy obiektów zamieszkania zbiorowego, dedykowanych do realizacji przedsięwzięcia.

Tabela 9 Zestawienie powierzchni ogrzewanej demonstratora

Obieg	Zarządca / obiekt	Adres budynku	Powierzchnia [m ²]
Obieg grzewczy Tarasy II	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa	11 Listopada 45B	1 739,8
		11 Listopada 45C	1 300,0
		11 Listopada 45D	1 306,4
		11 Listopada 45E	643,0
		11 Listopada 45F	1 207,5
		11 Listopada 45G	1 207,5
		11 Listopada 37B	2 338,5
		11 Listopada 37C	1 422,0
		11 Listopada 37D	922,5
		11 Listopada zaplecze SMLW	432,0
	Razem	12 519,2	
Obieg grzewczy Szpitalna	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa	11 Listopada 26	2 221,0
		Szpitalna 4	1 421,4
	Wspólnota Mieszkaniowa	Szpitalna 6	1 436,0
	Zarząd Mienia Komunalnego	11 Listopada 49D	367,1
	Urząd Gminy	11 listopada 49	162,0
	Weterynaria	11 Listopada 49	260,0
	Razem	5 867,5	
Obieg grzewczy Hala	Hala widowiskowo - sportowa		2 950,0
łącznie			21 336,7

Aktualnie wykorzystywana infrastruktura przesyłowa służąca do przesyłu czynnika pomiędzy istniejącą kotłownią, a poszczególnymi węzłami w budynkach została zmodernizowana w roku 2018 i jest w pełni preizolowana. Zgodnie z danymi uzyskanymi od Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o. obieg grzewczy „Tarasy II” o łącznej długości 490 mb składa się z orurowania o przekroju DN 25 ÷ 125mm (DN 125 mm wyjście z kotłowni). Całkowita pojemność zładu 3,1 m³ /bez pojemności instalacji odbiorczej budynków/.

W przypadku obiegu grzewczego „Szpitalna” całkowita długość sieci wynosi 365 mb i również jest całkowicie preizolowana. Analogicznie jak w przypadku pierwszego obiegu grzewczego orurowanie posiada przekroje DN 150 mm /na wyjściu z kotłowni/ oraz DN 25÷50mm przyłącza zasilające obiekty. Pojemność zładu 12,9 m³.

Ostatni obieg grzewczy „Hala” ma łączną długość 350 mb i analogicznie jak pozostałe obiegi grzewcze jest całkowicie preizolowany. Przekrój rury ciepłowniczej wynosi DN 80 mm. Pojemność zładu 3,5 m³.

Cała instalacja pracuje pod ciśnieniem ok. 3,8 bar i zgodnie z deklaracją obecnego operatora Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o., sieci ciepłownicze nie wymagają uzupełniania.

Na etapie doboru wielkości urządzeń określono w procesie badawczym dotyczącym zapotrzebowania na ciepło moce szczytowe oraz dane ilościowe produkcji jednostek energii. Dodatkowo w ramach modelowania numerycznego potwierdzono spełnienie warunków dostarczenia ciepła przy założonej wielkości i strategii działania demonstratora zgodnie z warunkami konkursowymi określonymi przez NCBiR.

2.6. Rozmiar Powierzchni Użytkowej Lokali, do których dostarczana jest ciepła woda użytkowa ogrzewana ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii.

Odnosząc się do pokrycia zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową nie dysponowano szczegółowymi danymi dotyczącymi zapotrzebowania wyrażonego w m³. Stąd też przyjęto i potwierdzono w modelu numerycznym możliwość osiągnięcia przez demonstrator współczynnika 1,6 m³/m² powierzchni dla pomieszczeń wskazanych w rozdziale 2.5.

Średniodobowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową wyznaczone zostało zgodnie z wytycznymi zawartymi w punkcie 18 zał. 1 do Regulaminu Konkursu zgodnie z równaniem:

$$Q_{CWU} = Aq_i c_p \rho (T_1 - T_0) \left[\frac{GJ}{dzień} \right]$$

Gdzie:

QCWU – Średniodobowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową w danym obiegu, [GJ/dzień],

A – powierzchnia użytkowa budynków w danym obiegu [m²]

q_i – jednostkowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową – 1,6 [dm³/m²/dobę],

c_p – ciepło właściwe wody – 4,178 [kJ/kgK],

ρ – gęstość wody – 985,73 [kg/m³],

T_1 – temperatura CWU – 55 [°C],

T_0 – temperatura wody wodociągowej – 10 [°C].

Współczynnik zapotrzebowania dla ciepłej wody użytkowej dla danego obiegu wynosi:

- Obieg Tarasy II – 3,71 GJ/dzień,
- Obieg Szpitalna – 1,74 GJ/dzień,
- Obieg Hala –0,87 GJ/dzień.

Tak otrzymane wyniki zostały nałożone na prognozowaną temperaturę zewnętrzną na rok 2024 zgodnie z arkuszem 2 załącznika - **2022-01-14_Elektrociepłownia-Wytyczne-Załącznik B_v4.6_wersja_finalna**, przy założeniu, że w ciągu doby zapotrzebowanie na energię na potrzeby ciepłej wody użytkowej zmienia się zgodnie z profilem przedstawionym w arkuszu 1 tego załącznika. Liczba Stopniogodzin dla danej godziny doby została wyznaczona jako różnica między chwilową temperaturą zewnętrzną a 14°C (w miesiącach czerwiec, lipiec i sierpień przyjęto że wartość STH pozostaje 0. Na tej podstawie wyznaczone zostały godzinowe wartości zapotrzebowania na energię cieplną na potrzeby ogrzewania i ciepłej wody użytkowej dla każdego z obiegów, oraz całkowite zapotrzebowanie.

Moc wytwórcza demonstratora i zadane parametry temperaturowe wody użytkowej w zupełności wystarczą do dostarczenia wymaganej ilości czynnika do odbiorców.

3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni

3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS

Opracowanie projektu innowacyjnej technologii elektrociepłowni opartej na wykorzystaniu energii w postaci biogazu wyprodukowanego z odpadów rolniczych, odpadów wynikających z przemysłu przetwórczego i zootechnicznych oraz jego realizacja wymagało przeprowadzenia różnego rodzaju analiz energetycznych i ekonomicznych, mających na celu weryfikację początkowych założeń projektowych i technologicznych. Taka procedura umożliwiła zastosowanie podejścia integracyjnego w zakresie poprawiania potencjalnych błędów i niezgodności pojawiających się podczas wstępnego i zaawansowanego etapu projektowania (m.in. oszacowanie produkcji energii, urządzeń, wykorzystanie substratów, itd.), umożliwiając zarazem zoptymalizowanie procesu realizacji projektu już od pierwszych faz. W tym zakresie, kluczowym aspektem było opracowanie kompleksowej procedury obliczeniowej, która uwzględnia wielopoziomowość opracowanego projektu elektrociepłowni z punktu widzenia działania i produkcji energii instalacji kogeneracyjnej i biogazowni, oraz która jest oparta na warunkach jak najbardziej zbliżonych do rzeczywistych. Zastosowanie takiego typu założeń, głównie w postaci szczegółowych danych dotyczących konsumpcji energii w sieci ciepłowniczej w zależności od warunków pogodowych oraz rzeczywistej charakterystyki działania komponentu technologicznego w całej instalacji, pozwoliło oderwać procedurę projektową od tradycyjnych kanonów projektowych, według których stosuje się często dane zagregowane i uproszczone założenia dotyczące działania realizowanej instalacji.

Ze względu na specyfikę i skalę przedsięwzięcia, nie jest możliwe zastosowanie iteracyjnego podejścia projektowego/realizacyjnego oraz przeprowadzenie fizycznie badań i analiz nad opracowywanym rozwiązaniem instalacji elektrociepłowni i biogazowni współpracującej z siecią ciepłowniczą i Krajowym Systemem Elektroenergetycznym w warunkach zbliżonych do rzeczywistych lub rzeczywistych.

Z tego powodu, zastosowanie podejścia opartego na modelowaniu numerycznym i symulacji dynamicznej jest niezbędne w celu osiągnięcia założonych celów technologii elektrociepłowni w zakresie wydajności energetycznej i ekonomicznej. Na podstawie zrealizowanego podejścia projektowego wspomaganego modelowaniem i symulacjami, można obiektywnie stwierdzić, że jedyną możliwością zwiększenia rzetelności i poprawności względem założeń projektowych realizowanych innowacyjnych projektów w zakresie zastosowania odnawialnych źródeł energii na większą skalę jest możliwe przez przeprowadzenie szczegółowych i kompleksowych symulacji i analiz, takich jak ta zastosowana w ramach niniejszego przedsięwzięcia.

W ramach działań projektowo-badawczych projektu zastosowane zostało podejście numeryczne w środowisku symulacyjnym w postaci oprogramowania Transient System Simulation Program (TRNSYS) w wersji 18, pozwalającym na rzetelne odwzorowanie pod względem technicznym i operacyjnym proponowanego rozwiązania instalacji elektrociepłowni oraz umożliwiającym uwzględnienie wspólnych interakcji pomiędzy poszczególnymi elementami systemu (jednostki kogeneracyjne, sieć ciepłownicza, magazyn biogazu, zbiorniki procesu fermentacji, itd.) i zaimplementowanie różnych strategii sterujących. Ta ostatnia możliwość pozwoliła przetestować system w wybranych scenariuszach operacyjnych (śledzenie zapotrzebowania na ciepło przez jednostek, tryb pracy ciągłej jednostek, operacja serwisowania, itd.).

W procesie wykorzystania modelowania numerycznego w zakresie projektowania wymierną zaletą stanowią następujące cechy narzędzia:

- elastyczność w zakresie możliwości zmiany parametrów technicznych i operacyjnych poszczególnych elementów systemu oraz sieci. Niemalże, każdy komponent technologiczny wchodzący w skład demonstratora został ustawiony tak by jego parametry odwzorowywały rzeczywiste urządzenia/obiekty (jednostki kogeneracyjne, zbiorniki w procesie fermentacji anaerobowej, magazyn biogazu, pompy, mieszadła, itd.);
- możliwość wykonania symulacji dynamicznej projektowanego systemu w dużą rozdzielczością czasową w analizowanym okresie czasu (3 lata), umożliwiając prześledzenie parametrów operacyjnych systemu (temperatury, przepływy, moce i energie) w zależności od obecnych w danym momencie symulacji warunków pogodowych, obciążenia sieci ciepłowniczej, pracy biogazowni; pomimo tej możliwości typowe symulacje przeprowadzane są dla całorocznej analizy pracy instalacji lub/i budynku;
- możliwość dodawania nowych komponentów, która umożliwiła opracowanie modelu niskociśnieniowego magazynu biogazu oraz modelu procesu wytwarzania biogazu w fermentorze i dofermentorze w zależności od częstotliwości podawania substratów i ich parametrów biogazotwórczych.

Biorąc pod uwagę dualną specyfikę opracowanego rozwiązania, cechującą się zastosowaniem biogazowni oddzielonej gazociągiem od głównych jednostek kogeneracyjnych zainstalowanych w elektrociepłowni, w celu opracowania odpowiedniego modelu w TRNSYS do badania poprawności projektu w środowisku zbliżonym do rzeczywistego, wymagane stało się opracowanie zarówno modelu numerycznego instalacji kogeneracyjnej jak i modelu symulacyjnego biogazowni razem ze zjawiskami wymiany ciepła i tymi odpowiedzialnymi za produkcję, magazynowanie i konsumpcję biogazu.

Ponadto, w zrealizowanym modelu postanowiono podzielić sieć ciepłowniczą na osobne obiegi, zgodnie ze stanem faktycznym sieci będącej obiektem projektu. Takie podejście pozwoliło na bardziej szczegółowe i bliskie rzeczywistości odwzorowanie rozkładu zapotrzebowania na ciepło i temperatur

w obiegach w sieci, razem z obliczeniem strat ciepła w sieci. W szczególność, opracowano model oparty na trzech podsieciach, w którym każda podsieć charakteryzuje się inną powierzchnią ogrzewaną budynków, zapotrzebowaniem jednostkowym na ciepło oraz innymi parametrami geometrycznymi i izolacji termicznej orurowania.

Opracowane modele instalacji i sieci zostały ze sobą sprzężone aby umożliwić przeprowadzenie złożonej i kompleksowej symulacji całego systemu, gdzie uwzględniane są wszelkie interakcje i zależności (warunki pogodowe, zmienne warunki operacyjne, wymiana energii, wpływ funkcji sterujących) pomiędzy częścią instalacyjną i sieciową. W analizowanym przypadku projektowym, zatem, czynność połączenia poszczególnych składowych instalacji stała się koniecznością w celu przeprowadzenia szczegółowej analizy całego projektu technologii ciepłowniczej aby określić założone parametry energetyczno-ekonomiczne.

W zrealizowanym modelu postanowiono podzielić sieć ciepłowniczą na osobne obiegi, zgodnie ze stanem faktycznym sieci będącej obiektem projektu, obiegi grzewcze Tarasy II, Szpitalna i Hala w sieci ciepłowniczej miasta Siemiatycze. Podejście dysagregacji sieci ciepłowniczej pozwoliło na bardziej szczegółowe i bliskie rzeczywistości odwzorowanie rozkładu zapotrzebowania na ciepło i temperatur w obiegach w sieci, razem z oszacowaniem strat ciepła w sieci. W szczególność, opracowaną technologię zastosowano w sieci ciepłowniczej, w której każda podsieć charakteryzuje się inną powierzchnią ogrzewaną budynków, zapotrzebowaniem jednostkowym na ciepło oraz innymi parametrami geometrycznymi i izolacji termicznej orurowania.

Na podstawie wyżej wymienionej metodologii oraz opisanych szczegółów, stało się możliwe zrealizowanie kompleksowego projektu innowacyjnej instalacji elektrociepłowni według zamierzonych założeń w zakresie skali odbioru ciepła, mocy instalacji oraz parametrów wydajności energetycznej i ekonomicznej. Szczegółowe wnioski wynikające z procesu projektowania technologii elektrociepłowni na podstawie modelowanie numerycznego są następujące:

- 1) na podstawie parametrów działania instalacji elektrociepłowni razem z siecią ciepłowniczą, m.in. temperatury czynnika roboczego w kluczowych punktach instalacji, przepływy i moce, możliwe było stwierdzenie poprawności rozwiązania z punktu widzenia dostarczenia odpowiednich ilości ciepła dla użytkowników systemu ciepłowniczego oraz wymaganych temperatury zasilania. Opracowany system jest w stanie dostarczyć praktycznie w 100 % stopniu ciepło potrzebne na cele grzewcze. Na tej samej podstawie, ze względu na znacznie większą produkcję energii elektrycznej w stosunku do zapotrzebowania instalacji, jest możliwe zbilansowanie ewentualnych ilości energii elektrycznej potrzebnych z sieci, tak aby udział odnawialnych źródeł energii w całościowym zapotrzebowaniu instalacji wyniósł także 100%;
- 2) charakter systemu rozdzielonego pomiędzy częścią biogazowni i elektrociepłowni, połączonych ze sobą gazociągiem, definiuje znacznie inną konfigurację instalacji w stosunku do tradycyjnie

stosowanych schematów elektrociepłowni opartych na biogazowni, gdzie silniki kogeneracyjne są umieszczone tuż przy zbiornikach wytwarzających biogaz i są zaprojektowane wyłącznie na podstawie założonych mocy elektrycznych i cieplnych oraz produkcji biogazu. W badanym przypadku, okazało się wymagane zastosowanie jednostki kogeneracyjnej szytej na miarę potrzeb energetycznych wyłącznie biogazowni, składających w ciepła potrzebnego na utrzymanie procesu fermentacji oraz potrzeb własnych na energię do zasilania urządzeń elektrycznych wchodzących w skład procesu technologicznego wytwarzania biogazu (podajnik, pompy, mieszadła, sprężarka biogazu, odsiarczanie biogazu, itd.). Zatem, w analizowanym przypadku pierwszym kryterium do wyboru jednostki było obciążenie cieplne zbiorników, oraz drugim wygenerowanie mocy umożliwiającej ograniczenia pobory energii z sieci. Wybór projektowy jednostki o nominalnej mocy elektrycznej i cieplnej odpowiednio 100 kW i 120 kW sprawdzony został w toku symulacji i ostatecznie zatwierdzony. Dla tej jednostki zastosowano strategię śledzenia zapotrzebowanie opartej na kontroli temperatury zasilającej system grzewczy zbiorników fermentora i dofermentora;

3) w ramach symulacji sprawdzono różne warianty sterowania dwoma głównymi jednostkami kogeneracyjnymi w elektrociepłowni pod względem energetycznym i ekonomicznym. Sprawdzono trzy scenariusze:

- a) śledzenie zapotrzebowania na ciepło w sieci, z wyłączeniem jednostki kogeneracyjnej o mocy 249 KW w okresie poza sezonem grzewczym, ze względu na stosunkowo niskie obciążenie sieci ciepłowniczej w tym okresie (włącznie zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową);
- b) śledzenie zapotrzebowania na ciepło w sieci z zimie i działanie obydwu jednostek o nominalnym obciążeniu (100 %) w okresie poza sezonem grzewczym;
- c) pracę ciągłą jednostek przy nominalnym obciążeniu przez cały rok.

Wyniki symulacji ukazują, że pomimo niskiego obciążenie sieci ciepłowniczej w sezonie poza grzewczym, wariant o 100 % ciągłym obciążeniu jest korzystniejszy pod względem ekonomicznym (efektywność ekonomiczna i LCOH) w stosunku do innych scenariuszy pomimo negatywnych aspektów takich jak większe zapotrzebowanie na substraty w biogazowni (wynikające z większego zapotrzebowania na biogaz) i stosunkowo niskie stopień wykorzystania wyprodukowanego ciepła na poziomie jednostek kogeneracyjnych w sezonie poza grzewczym (ciepło rozproszone przez chłodnie wentylatorowe);

4) frekwencja i ilość podawanych substratów jest uzależniona od zapotrzebowania na biogaz jednostek kogeneracyjnych oraz kotła szczytowego, które zarazem są określne przez założone obciążenie (stałe) jednostek i aktywację kotła według potrzeb szczytowych sieci ciepłowniczej. Na

podstawie zrealizowanych symulacji można opracować odpowiednie harmonogramy dozowania substratami dla sezonu grzewczego i poza grzewczego, które są w stanie zagwarantować w każdym momencie wymagany przepływ biogazu dla wszystkich jednostek kogeneracyjnych i kotła szczytowego, przy uniknięciu osiągnięcia deficytu biogazu w magazynie. W zastosowanych symulacjach harmonogramy są stałe dla sezonu grzewczego i okresu w którym jest tylko zapotrzebowanie na CWU. Niemniej jednak stwierdzono możliwość szczegółowej optymalizacji procesu zasilania substratami w zależności od parametrów biogazotwórczych substratów i zapotrzebowanie na ciepło (temperatura otoczenia). W ramach opracowania harmonogramów, kluczowym aspektem jest możliwość wykorzystania magazynu biogazu jako bufora na dynamicznie zmieniające się potrzeby, obecne szczególnie w okresie zimowym przy stosunkowo niskich temperaturach otoczenia (poniżej – 5/10 °C);

- 5) kluczowym aspektem rzetelności wyników i wykonalności opracowanego projektu w ramach modelowania numerycznego jest zastosowanie realnych i bezpiecznych założeń w zakresie obliczeń dotyczących konsumpcji nośników energii, w tym przypadku biogaz, oraz przepływów energii w systemie (konsumpcja energii elektrycznej na potrzeby własne instalacji lub ciepła dostarczanego do procesu fermentacji). Symulacja dynamicznego w czasie odbioru ciepła w sieci, pomimo skalibrowania profili zapotrzebowania na ciepło poszczególnych podsieci na podstawie krzywej grzewczej i rocznego zapotrzebowania na jednostkę powierzchni budynków ogrzewanych, nie jest wystarczające w celu określenia wyników energetycznych i ekonomicznych elektrociepłowni. Wymagane jest szczegółowe określenie warunku i/lub harmonogramu aktywacji poszczególnych urządzeń energochłonnych w instalacji (pompy, chłodnie wentylatorowe, mieszadła, podajnik substratu, itd.) wraz z poziomem wymaganej mocy operacyjnej urządzenia. Jedynie w ten sposób jest możliwe skrzyżowanie profilu produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną w celu obliczenia zysku w sprzedaży produkowanej w nadwyżce energii według zmieniającej się w czasie taryfie energii elektrycznej. Ten aspekt jest bardziej istotny w przypadku instalacji biogazowni w stosunku do instalacji samej elektrociepłowni, ponieważ ta pierwsza charakteryzuje znacznie większym zapotrzebowaniem i mocą samych urządzeń – w analizowanym przypadku roczna konsumpcja energii elektrycznej instalacji biogazowni wynosi 433 MWh z kolei dla elektrociepłowni jest mniejsza o ok. 64 %. Warto zauważyć, że stosunkowo duża wartość konsumpcji energii elektrycznej w elektrociepłowni jest spowodowana częstą pracą chłodni wentylatorowej w celu rozproszenia ciepła wytworzonego w nadwyżce.

Dodatkową bezpieczną opcją w zakresie obliczeń pracy biogazowni jest też założenie stosunkowo niskiej wartości opałowej produkowanego biogazu, mianowicie stężenie metanu w biogazie. W opracowanych obliczeniach zastosowanie wartości równej 5.0 kWh/m³ (50 %CH₄) na etapie

projektowania pozwala na uwzględnienie pesymistycznego wariantu dotyczącego produkcji biogazu, co przekształca się w bezpieczne oszacowanie ilości potrzebnych substratów w analizie ekonomicznej;

- 6) osiągnięcie w praktycznie idealny sposób w całym sezonie grzewczym wymogów dotyczących temperatur zasilania sieci ciepłowniczej w zależności od ustawienia krzywej grzewczej jest możliwe wyłącznie za pośrednictwem zastosowania kotła szczytowego odpowiedniej mocy cieplnej. Wahanie temperatur w sieci ciepłowniczej są nieuniknione ze względu na zmieniające się w czasie zapotrzebowanie na ciepło użytkownika wywołane przebiegiem temperatury otoczenia. Ze względu na to że nie jest dobrą praktyką projektowanie jednostek kogeneracyjnych na podstawie maksymalnego obciążenia cieplnego, staje się kluczowy optymalny dobór mocy źródła ciepła szczytowego. W badanym przypadku, określono, że dystrybucja zainstalowanej mocy grzewczej w elektrociepłowni na jednostki kooperacyjnej i kocioł szczytowy jest praktycznie równomierna (1:1 - 550 kW obie jednostki kogeneracyjne, 560 kW kocioł szczytowy);
- 7) zastosowanie modelowania numerycznego i symulacji dynamicznej wymaga właściwej uwagi w analizie obliczonych danych dotyczący strumieni energii w systemie - uwaga ta wiąże się stricte z procesem obliczeniowy wykonywanym podczas symulacji. Każdy obliczony wynik, od szczegółowego parametru działania instalacji (np. temperatura) aż po wyniki globalne (np. ilość energii wyprodukowanej w ciągu 3 lat) podlega regułom zbieżności zastosowanym w obliczeniach oraz zaokrągleniu wartości numerycznych. Zatem, pomimo osiągnięcia zbieżności w obliczeniach, mogą występować znikome różnice pomiędzy różnymi bilansami energii obliczonymi na podstawie wyników zagregowanych pochodzących z całek, w szczególności w przypadku energii termicznych. Jest to nieuniknione przy zastosowaniu podejścia numerycznego opierającego się na dyskretyzacji czasowej analizowanych zjawisk wymiany ciepła pomiędzy różnymi komponentami. W opracowanym modelu numerycznym, różnice wynikające w porównaniu różnych bilansów energetycznych (głównie ciepła) są znikome, co pozwala stwierdzić poprawność zrealizowanych obliczeń. Przykładowe znikome różnice można znaleźć np. pomiędzy ciepłem wyprodukowanym i dostarczonym przez jednostki kogeneracyjne i tym wpływającym do sieci przez sprzęgło hydrauliczne (-0.17%). Z kolei z analizy bilansu cieplnego sieci wynika, że ciepło dostarczone przez jednostki kogeneracyjne i kocioł szczytowy jest nieznacznie większe od ciepła odebranego przez sieć w postaci strat ciepła i zapotrzebowania na CO i CWU (+0.59 %). Opisane różnice nie wpływają na rzetelność wyników modelowania numerycznego oraz mieszczą się w granicy niepewności poszczególnych parametrów prowadzonych do modelu symulacyjnego, które są niezależne od procesu modelowania numerycznego i są nieuniknionymi czynnikami wewnętrznymi obliczeń symulacyjnych.

Na podstawie zrealizowanych działań w zakresie modelowania numerycznego można stwierdzić, że opracowany projekt technologii elektrociepłowni spełnia oczekiwane założenia dotyczące wydajności energetycznej i wyników ekonomicznych dla analizowanego przypadku sieci ciepłowniczej.

3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych

W opracowywanym projekcie innowacyjnego rozwiązania elektrociepłowni, od samego początku realizacji przedsięwzięcia założono warunek spełnienia wymagań obligatoryjnych założonych odgórnie przez instytucje finansującą wdrożenie demonstratora technologii elektrociepłowni, oraz postanowiono osiągnąć ambitne parametry projektu w zakresie wymagań konkursowych. Zastosowanie takiego podejścia umożliwiło sprostać wyzwaniom projektowym przedsięwzięcia wynikającym z wymagań w sposób obiektywny – funkcje celu wykorzystane do zaprojektowania demonstratora opierały się na osiągnięciu zamierzonej funkcjonalności w zakresie produkcji i oddawania energii do użytkownika i sieci elektroenergetycznej, biorąc pod uwagę rygorystyczne wymagania właściwości i parametrów energetycznych systemu.

W stosunku do głównych wymagań obligatoryjnych przedsięwzięcia dotyczących specyfikę opracowanego projektu technologii elektrociepłowni, może stwierdzić, że:

- 1) pod względem zastosowania źródeł energii odnawialnych w układzie kogeneracyjnym, projektowany system spełnia wymóg na podstawie samej w sobie koncepcji, która zakłada wykorzystanie oraz magazynowanie paliwa OZE w postaci biogazu wytworzonego z substratów składających się z odpadów rolniczych czy zootechnicznych. Ze względu na opracowaną koncepcję instalacji elektrociepłowni i biogazowni, w której zastosowano dwie jednostki o łącznej mocy 499 kW i jednej o mocy 100 kW, oraz mocy cieplnej z kogeneracji dla potrzeby sieci ciepłowniczej o wartości 550 kW i biogazowni 120 kW, projektowany system spełnia wymogi mocowe przedsięwzięcia;
- 2) nieodłączną charakterystyką opracowanego projektu jest sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej – cecha ta jest niezbędna z punktu widzenia osiągnięcia opłacalności ekonomicznej projektu;
- 3) ze względu na poziomy wytworzonej energii elektrycznej w nadwyżce w stosunku do zapotrzebowania własnego instalacji, nie wymagany jest zakup energii elektrycznej z lokalnych wytwórców energii z OZE – niewielkie ilości energii potrzebnej sieci mogą zostać zbilansowane na podstawie znaczącej ilości energii elektrycznej oddanej do sieci;
- 4) realizacja projektu, w tym jego koncepcja, opracowana została na podstawie założonych uwarunkowań dla modelowania numerycznego – pomimo rygorystycznych i wielopoziomowych

- założeń i ograniczeń opracowano projekt zgodny z potrzebami rzeczywistej sieci ciepłowniczej której ma służyć system elektrociepłowni;
- 5) opracowany projekt nie przewiduje żadnych form zakupu ciepła w celu sprostania własnych potrzeb instalacji i sieci ciepłowniczej – kondycja wynika z faktu, że sam z siebie system jest w stanie zapewnić odpowiednie poziomy produkcji ciepła do wykorzystania w celach procesowych czy użytkowych;
 - 6) określenie udziału OZE w opracowanym projekcie wymaga szczegółowego określenia i identyfikacji strumieni energii pochodzący z wykorzystania biogazu lub wyprodukowanych i skonsumowanych na potrzeby jego generacji wykorzystanych w celu produkcji ciepła (szczegółowa procedura obliczeniowa zastosowana w projekcie przedstawiona została w rozdziale 9 niniejszego opracowania).
 - 7) projekt elektrociepłowni opracowany został w taki sposób aby móc przeprowadzić prace badawczo-rozwojowe w zakresie demonstratora (np. dostrojenie parametrów pracy biogazowni, określenie strategii zasilania substratami, itd.) w ramach jego praktycznej realizacji oraz przyszłej eksploatacji – opracowany model symulacyjny opracowany został w taki sposób aby móc uwzględniać wszelkie modyfikacje/adjustacje w zakresie wykorzystanych technologii oraz z punktu widzenia samego procesu generacji biogazu;
 - 8) ze względu na charakter modułowy proponowanego rozwiązania projektowego, opartego na zastosowaniu prostych w skalowaniu jednostek kogeneracyjnych pod względem liczby jak i jednostkowej mocy nominalnej, oraz dopasowującego się do wymaganych wydajności procesu wytwarzania biogazu (zmiana wielkości i liczby zbiorników, jak zmiana wydajności produkcyjnej paliwa gazowego w zależności bieżących potrzeb w czasie eksploatacji systemu), konfiguruje pełną elastyczność systemu do co skali jego zastosowań.

3.3. Kogeneracja

Technologia kogeneracyjna zastosowana w zakresie proponowanego projektu elektrociepłowni opiera się na zastosowaniu silników spalinowych zasilanych biogazem wyprodukowanym w dedykowanym procesie fermentacyjnym, zasilany wybranymi substratami energetycznymi, który jest zdelokalizowany w stosunku do systemu kogeneracyjnego. W przeciwieństwie do tradycyjnie stosowanych koncepcji elektrociepłowni zasilanych biogazem, w których jednostki kogeneracyjne są zainstalowane w bliskim pobliżu zbiorników biogazowni (głównie fermentor i dofermentor) zasilających urządzenia, w opracowanej koncepcji i projekcie elektrociepłowni główne jednostki kogeneracyjne odpowiedzialne za wytworzenie ciepła dla sieci ciepłowniczej i energii elektrycznej oddawanej do sieci elektroenergetycznej połączone są z instalacją biogazowni poprzez dedykowany

gazociąg transportujący biogaz wyprodukowany przez proces fermentacyjny. Element ten stanowi znaczącą innowację w stosunku do praktyki instalacyjnej stosowanej do tej pory w sztuce technicznej w zakresie biogazowni-elektrociepłowni, zatem, charakter ten odróżnia proponowane rozwiązanie na tle zrealizowanych projektów biogazowni. W szczególności, Instalacja kogeneracyjna oparta jest na dwóch jednostkach spalinowych o nominalnej mocy elektrycznej 250 kW_e i 249 kW_e oraz pojedynczej nominalnej mocy cieplnej 275 kW_t (łącznie 550 kW_t). W celu zapewnienia komfortu termicznego użytkownikom sieci i sprostaniu zapotrzebowaniu na ciepło został zastosowany szczytowy kocioł biogazowy o mocy nominalnej 560 kW_t zasilany biogazem dostarczonym przez gazociąg z biogazowni. W badanym systemie elektrociepłowniczym i biogazowni założono, że odbiór ciepła z jednostek będzie odbywał się standardowo z korpusu silnia oraz z wymiennika ciepła spalin, na podstawie oczywistych potrzeb maksymalizacji produkcji ciepła z jednostek.

Ponadto, opracowany projekt instalacji przewiduje zastosowanie też dedykowanej jednostki kogeneracyjnej na potrzeby energetyczne biogazowni, których sprostanie jest wymagane w celu wyprodukowania biogazu i ostatecznie dostarczenia ciepła do użytkowników sieci ciepłowniczej i sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej netto z systemu uwzględniając konsumpcję na potrzeby własne. Zastosowana jednostka kogeneracyjna posiada nominalną moc elektryczną równą 100 kW_e i cieplną 120 kW_t.

Prace projektowe zrealizowane za pomocą modelowania numerycznego umożliwiły dokładne określenie, i potem sprawdzenie wybranej konfiguracji instalacyjnej dla instalacji elektrowni i biogazowni pod względem potencjału sprostania, w pierwszej kolejności, wymaganiom energetycznym sieci ciepłowniczej, i potem założonym wymaganiom konkursowym. Dodatkowo, w toku prac ustalono domyślny tryb pracy jednostek kogeneracyjnych umożliwiający na osiągnięcie najlepszych parametrów w zakresie wydajności energetycznej i ekonomicznej kompleksowego systemu elektrociepłowni. Z przyczyn związanych z opłacalnością i osiągnięcia najwyższego udziału odnawialnych źródeł energii w przedsięwzięciu, postanowiono na prace jednostek w elektrociepłowni przy ciągłym nominalnym obciążeniu oraz na strategię śledzenia prze jednostkę mniejszej mocy zapotrzebowania na ciepło biogazowni. Założenie strategii śledzenia obciążenia cieplnego dla jednostki w biogazowni okazało się bliskie trybowi pracy w 100 % obciążeniu urządzenia, ze względu stosunkowo wysokie zapotrzebowanie na ciepło dla procesu fermentacji.

Oprócz kluczowych jednostek kogeneracyjnych, ważnym elementem instalacji kogeneracyjnej i biogazowej wchodzi stanowi niskociśnieniowy magazyn biogazu, stanowiący bufor dla produkowanego i konsumowanego biogazu. Magazyn biogazu składa się z dwóch komór będących częścią integralną zbiorników produkujących biogaz, mianowicie fermentora i dofermentora biogazowni. Każdy z tych magazynów posiada możliwość zmagazynowania do 1558 m³ biogazu. Wykorzystany bufor biogazu jest kluczowym elementem instalacji ponieważ umożliwia sprostanie

zapotrzebowaniu na biogaz w szczytowym okresie jego potrzeby – występującym w momencie pików zapotrzebowania na ciepło przy uruchomieniu kotła szczytowego jako uzupełniającego źródła ciepła dla sieci ciepłowniczej. Główne wyniki z procesu projektowego opartego na modelowaniu numerycznym w zakresie jednostek kogeneracyjnych są następujące:

- jednostki kogeneracyjne w elektrociepłowni wytwarzają średniorocznie ok. 4.7 GWh ciepła, z którego 52.8 % jest wykorzystane w sieci ciepłowniczej, oraz ok. 4.3 GWh energii elektrycznej, która w 96.5 % jest oddawana sprzedawana do sieci elektroenergetycznej. Ciepło oddane do sieci ciepłowniczej przez obydwie jednostki stanowi 93.2 % łącznego ciepła dostarczonego przez instalację kogeneracyjną i kocioł szczytowy;
- jednostka kogeneracyjna w biogazowni wytwarza średniorocznie ok. 1.1 GWh ciepła, którego 94.7 % jest wykorzystane do utrzymania procesu fermentacyjnego, oraz ok. 870 MWh energii elektrycznej, z której 49.6 % jest wykorzystywane na potrzeby własne z reszta jest oddawana do sieci elektroenergetycznej.

4. Analiza kosztów ciepła

4.1. Analiza LCOH

Zgodnie z wymaganiami konkursowymi analiza średniego kosztu ciepła LCOH została przeprowadzona przy wykorzystaniu arkusza kalkulacyjnego znajdującego się w załączniku nr 3.2 do Załącznika 3 do Regulaminu. Analiza średniego kosztu ciepła została przeprowadzona w cenach netto. Zgodnie z wymaganiami konkursowymi realna stopa procentowa dyskonta została ustanowiona na poziomie 3%

Tabela 10 Wyniki analizy średniego kosztu LCOH

LCOH	PLN/MWh	224,94 zł
	PLN/GJ	62,48 zł

Średni koszt ciepła wyliczono zgodnie z następującym wzorem.

$$LCOH = \frac{CAPEX_0 \times \sum_{k=1}^{25} \frac{\delta_k}{25} + \sum_{k=1}^{25} (\delta_k \times \frac{CAPEX_k + OPEX_k - REZ_k}{DYSK_k})}{\sum_{k=1}^{25} (\delta_k \times \frac{EC_k}{DYSK_k})}$$

Gdzie:

LCOH – uśredniony koszt ciepła obliczony dla Demonstratora Technologii dla okresu 25 lat poczynając od 1 kwietnia 2024.

δ_k - współczynnik korekcyjny kosztów Demonstratora Technologii poniesionych w roku k od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego, obliczony przy pomocy wzoru:

$$\delta_k = \frac{EC_k}{EC_k + 2,5 + EL_k}$$

k- indeks wyliczeniowy, określający rok, dla którego obliczenia są składowe, przyjmujący wartość z zakresu od 1 do 25

CAPEX₀ – nakłady inwestycyjne poniesione na realizację Demonstratora Technologii do momentu przekazania do eksploatacji.

CAPEX_k – nakłady odtworzeniowe poniesione w czasie eksploatacji Demonstratora Technologii w roku k od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego, obliczone z uwzględnieniem nakładów poniesionych w obszarach wytwarzania, dystrybucji i instalacji odbiorczych w sposób opisany wzorem:

$$CAPEX_k = ODT_{WYT_k} + ODT_{DYS_k} + ODT_{ODB_k}$$

gdzie:

ODT_{WYT_k} - nakłady odtworzeniowe w obszarze wytwarzania, ponoszone z tytułu starzenia się instalacji i urządzeń. Odtworzenie dotyczy składników aktywów Demonstratora w całości w okresie jego eksploatacji w roku k, liczonym od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

ODT_{DYS_k} - nakłady odtworzeniowe w obszarze dystrybucji, ponoszone z tytułu starzenia się instalacji i urządzeń. Odtworzenie dotyczy składników aktywów Demonstratora w całości w okresie jego eksploatacji w roku k, liczonym od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

ODT_{ODB_k} - nakłady odtworzeniowe w obszarze instalacji odbiorczych, ponoszone z tytułu starzenia się instalacji i urządzeń. Odtworzenie dotyczy składników aktywów Demonstratora w całości w okresie jego eksploatacji w roku k, liczonym od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

$OPEX_k$ – nakłady operacyjne, w tym koszty dostaw paliw i energii, eksploatacji i przeglądów, napraw itp. Demonstratora Technologii, poniesione w roku k liczonym od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego, obliczone z uwzględnieniem nakładów poniesionych w obszarach wytwarzania, dystrybucji oraz instalacji odbiorczych w sposób opisany wzorem:

$$OPEX_k = PAL_{WYT_k} + OBS_{WYT_k} + NKO_{WYT_k} + PAL_{DYS_k} + OBS_{DYS_k} + NKO_{DYS_k} + PAL_{ODB_k} + OBS_{ODB_k} + NKO_{ODB_k}$$

gdzie:

PAL_{WYT_k} - koszty paliw i energii zużytych w obszarze wytwarzania Demonstratora Technologii w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

OBS_{WYT_k} - koszty konserwacji, przeglądów i napraw w obszarze wytwarzania Demonstratora Technologii w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

NKO_{WYT_k} – narzuty na koszty ogólne w obszarze wytwarzania Demonstratora Technologii w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

PAL_{DYS_k} - koszty energii zużytej w obszarze przesyłu ciepła Demonstratora Technologii w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

OBS_{DYS_k} - koszty konserwacji, przeglądów i napraw w przesyłu ciepła Demonstratora Technologii w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

NKO_{DYS_k} – narzuty na koszty ogólne w obszarze przesyłu ciepła Demonstratora Technologii w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

PAL_{ODB_k} - koszty energii zużytej w obszarze instalacji odbiorczych Demonstratora Technologii w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

OBS_{ODB_k} - koszty konserwacji, przeglądów i napraw w obszarze instalacji odbiorczych Demonstratora Technologii w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

NKO_{ODB_k} – narzuty na koszty ogólne w obszarze instalacji odbiorczych Demonstratora Technologii w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

REZ_k – wartość rezydualna środków trwałych, składowych Demonstratora Technologii podlegających likwidacji w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

EC_k – ilość energii cieplnej sprzedanej odbiorcom w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

EL_k - ilość sprzedanej energii elektrycznej w roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego, wyrażona w MWh

$DYSK_k$ – współczynnik dyskonta wartości nakładów, wartości rezydualnych, kosztów i wartości wytworzonej energii, właściwy dla roku k licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego.

Szczegółowe wyniki przeprowadzonej analizy ukazano w poniższych tabelach.

Tabela 11 LCOH – Obliczenia część pierwsza – lata 2023-2030

		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		rok 0	rok 1	rok 2	rok 3	rok 4	rok 5	rok 6	rok 7
CAPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór) wsp kor	PLN	4 010 051,28 zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
WARTOŚĆ REZYDUALNA CIEPŁO wsp kor	PLN	- zł	12 122,87 zł	12 087,50 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł
CAPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór)	PLN	21 449 824,94 zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
WARTOŚĆ REZYDUALNA CIEPŁO	PLN	- zł	64 844,16 zł	64 656,26 zł	64 656,91 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Elektrycznej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Elektrycznej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Elektrycznej i Ciepłej	PLN	21 449 824,94 zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Elektrycznej i Ciepłej	PLN	- zł	64 844,16 zł	64 656,26 zł	64 656,91 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł
OPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór) wsp kor	PLN	406 394,29 zł	456 338,87 zł	468 732,59 zł	540 461,49 zł	553 548,37 zł	567 023,56 zł	580 937,57 zł	595 197,53 zł
OPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór)	PLN	2 173 809,21 zł	2 440 915,72 zł	2 507 259,75 zł	2 890 939,05 zł	2 960 941,01 zł	3 033 020,07 zł	3 107 446,40 zł	3 183 723,19 zł
OPEX WYTWARZANIE EC	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
OPEX WYTWARZANIE EE	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
OPEX WYTWARZANIE E+C	PLN	2 173 809,21 zł	2 440 915,72 zł	2 507 259,75 zł	2 890 939,05 zł	2 960 941,01 zł	3 033 020,07 zł	3 107 446,40 zł	3 183 723,19 zł
Współczynnik Korekcyjny δk	%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
Energia ciepła użytkowa dostarczona do odbiorców z E+C skoj	MWh	2 679,34	2 667,09	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08
Energia ciepła użytkowa dostarczona do odbiorców z EC	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Sprzedana energia elektryczna ze źródeł E+C skoj	MWh	4 652,38	4 639,57	4 639,67	4 639,67	4 639,67	4 639,67	4 639,67	4 639,67
Sprzedana energia elektryczna odbiorców ze źródeł EE	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
DYSKONTO		1,00000	1,03000	1,06090	1,09273	1,12551	1,15927	1,19405	1,22987
CAPEX	PLN	4 010 051,28 zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna	PLN	- zł	11 769,78 zł	11 393,63 zł	11 061,88 zł	10 739,69 zł	10 426,89 zł	10 123,19 zł	9 828,34 zł
OPEX	PLN	406 394,29 zł	443 047,45 zł	441 825,42 zł	494 598,83 zł	491 820,56 zł	489 119,50 zł	486 526,07 zł	483 950,06 zł
Suma kosztów pomniejszona o wartość rezydualną	PLN	4 416 445,57 zł	431 277,67 zł	430 431,79 zł	483 536,94 zł	481 080,86 zł	478 692,62 zł	476 402,88 zł	474 121,72 zł
Efekt	MWh	2 679,34	2 667,09	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08

Tabela 12 LCOH – Obliczenia część druga lata 2031-2035

		2031	2032	2033	2034	2035
		rok 8	rok 9	rok 10	rok 11	rok 12
CAPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór) wsp kor	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
WARTOŚĆ REZYDUALNA CIEPŁO wsp kor	PLN	12 087,62 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł
CAPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór)	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
WARTOŚĆ REZYDUALNA CIEPŁO	PLN	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Elektrycznej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Elektrycznej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Elektrycznej i Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Elektrycznej i Ciepłej	PLN	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł
OPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór) wsp kor	PLN	609 968,90 zł	625 095,98 zł	640 744,26 zł	651 608,44 zł	737 423,62 zł
OPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór)	PLN	3 262 735,52 zł	3 343 650,60 zł	3 427 353,53 zł	3 485 466,27 zł	3 944 493,33 zł
OPEX WYTWARZANIE EC	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
OPEX WYTWARZANIE EE	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
OPEX WYTWARZANIE E+C	PLN	3 262 735,52 zł	3 343 650,60 zł	3 427 353,53 zł	3 485 466,27 zł	3 944 493,33 zł
Współczynnik Korekcyjny δk	%	19%	19%	19%	19%	19%
Energia ciepła użytkowa dostarczona do odbiorców z E+C skoj	MWh	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08
Energia ciepła użytkowa dostarczona do odbiorców z EC	MWh	-	-	-	-	-
Sprzedana energia elektryczna ze źródeł E+C skoj	MWh	4 639,67	4 639,67	4 639,67	4 639,67	4 639,67
Sprzedana energia elektryczna odbiorców ze źródeł EE	MWh	-	-	-	-	-
DYSKONTO		1,26677	1,30477	1,34392	1,38423	1,42576
CAPEX	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna	PLN	9 542,08 zł	9 264,15 zł	8 994,32 zł	8 732,35 zł	8 478,01 zł
OPEX	PLN	481 515,08 zł	479 084,02 zł	476 773,90 zł	470 735,80 zł	517 214,09 zł
Suma kosztów pomniejszona o wartość rezydualną	PLN	471 973,00 zł	469 819,87 zł	467 779,58 zł	462 003,45 zł	508 736,08 zł
Efekt	MWh	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08

Tabela 13 LCOH – Obliczenia część druga lata 2036-2040

		2036	2037	2038	2039	2040
		rok 13	rok 14	rok 15	rok 16	rok 17
CAPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór) wsp kor	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
WARTOŚĆ REZYDUALNA CIEPŁO wsp kor	PLN	12 087,62 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł
CAPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór)	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
WARTOŚĆ REZYDUALNA CIEPŁO	PLN	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Elektrycznej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Elektrycznej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Elektrycznej i Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Elektrycznej i Ciepłej	PLN	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł
OPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór) wsp kor	PLN	673 915,80 zł	685 425,29 zł	697 172,20 zł	709 157,52 zł	721 379,71 zł
OPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór)	PLN	3 604 788,73 zł	3 666 353,23 zł	3 729 187,66 zł	3 793 297,37 zł	3 858 674,13 zł
OPEX WYTWARZANIE EC	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
OPEX WYTWARZANIE EE	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
OPEX WYTWARZANIE E+C	PLN	3 604 788,73 zł	3 666 353,23 zł	3 729 187,66 zł	3 793 297,37 zł	3 858 674,13 zł
Współczynnik Korekcyjny δk	%	19%	19%	19%	19%	19%
Energia ciepła użytkowa dostarczona do odbiorców z E+C skoj	MWh	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08
Energia ciepła użytkowa dostarczona do odbiorców z EC	MWh	-	-	-	-	-
Sprzedana energia elektryczna ze źródeł E+C skoj	MWh	4 639,67	4 639,67	4 639,67	4 639,67	4 639,67
Sprzedana energia elektryczna odbiorców ze źródeł EE	MWh	-	-	-	-	-
DYSKONTO		1,46853	1,51259	1,55797	1,60471	1,65285
CAPEX	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna	PLN	8 231,08 zł	7 991,34 zł	7 758,58 zł	7 532,60 zł	7 313,21 zł
OPEX	PLN	458 903,86 zł	453 146,86 zł	447 488,30 zł	441 923,52 zł	436 446,59 zł
Suma kosztów pomniejszona o wartość rezydualną	PLN	450 672,78 zł	445 155,52 zł	439 729,72 zł	434 390,91 zł	429 133,38 zł
Efekt	MWh	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08

Tabela 14 LCOH – Obliczenia część druga lata 2041-2045

		2041	2042	2043	2044	2045
		rok 18	rok 19	rok 20	rok 21	rok 22
CAPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór) wsp kor	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
WARTOŚĆ REZYDUALNA CIEPŁO wsp kor	PLN	12 087,62 zł	12 087,62 zł	12 087,62 zł	5 521,41 zł	5 521,41 zł
CAPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór)	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
WARTOŚĆ REZYDUALNA CIEPŁO	PLN	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	29 534,12 zł	29 534,12 zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Elektrycznej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Elektrycznej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Elektrycznej i Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Elektrycznej i Ciepłej	PLN	64 656,90 zł	64 656,90 zł	64 656,90 zł	29 534,12 zł	29 534,12 zł
OPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór) wsp kor	PLN	733 839,79 zł	821 305,01 zł	759 448,40 zł	772 676,34 zł	786 186,54 zł
OPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór)	PLN	3 925 323,34 zł	4 393 176,50 zł	4 062 304,29 zł	4 133 060,82 zł	4 205 327,15 zł
OPEX WYTWARZANIE EC	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
OPEX WYTWARZANIE EE	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
OPEX WYTWARZANIE E+C	PLN	3 925 323,34 zł	4 393 176,50 zł	4 062 304,29 zł	4 133 060,82 zł	4 205 327,15 zł
Współczynnik Korekcyjny δk	%	19%	19%	19%	19%	19%
Energia ciepła użytkowa dostarczona do odbiorców z E+C skoj	MWh	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08
Energia ciepła użytkowa dostarczona do odbiorców z EC	MWh	-	-	-	-	-
Sprzedana energia elektryczna ze źródeł E+C skoj	MWh	4 639,67	4 639,67	4 639,67	4 639,67	4 639,67
Sprzedana energia elektryczna odbiorców ze źródeł EE	MWh	-	-	-	-	-
DYSKONTO		1,70243	1,75351	1,80611	1,86029	1,91610
CAPEX	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna	PLN	7 100,20 zł	6 893,40 zł	6 692,62 zł	2 968,03 zł	2 881,58 zł
OPEX	PLN	431 053,54 zł	468 378,77 zł	420 488,17 zł	415 351,61 zł	410 304,86 zł
Suma kosztów pomniejszona o wartość rezydualną	PLN	423 953,33 zł	461 485,37 zł	413 795,54 zł	412 383,58 zł	407 423,28 zł
Efekt	MWh	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08	2 667,08

Tabela 15 LCOH – Obliczenia część druga lata 2046-2048

		2046	2047	2048	SUMA
		rok 23	rok 24	rok 25	
CAPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór) wsp kor	PLN	- zł	- zł	- zł	4 010 051,28 zł
WARTOŚĆ REZYDUALNA CIEPŁO wsp kor	PLN	5 521,41 zł	5 521,41 zł	5 521,41 zł	269 394,54 zł
CAPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór)	PLN	- zł	- zł	- zł	21 449 824,94 zł
WARTOŚĆ REZYDUALNA CIEPŁO	PLN	29 534,12 zł	29 534,12 zł	29 534,12 zł	1 440 995,31 zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Elektrycznej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Elektrycznej	PLN	- zł	- zł	- zł	- zł
Nakłady na infrastrukturę Energii Elektrycznej i Ciepłej	PLN	- zł	- zł	- zł	21 449 824,94 zł
Wartość rezydualna infrastruktury Energii Elektrycznej i Ciepłej	PLN	29 534,12 zł	29 534,12 zł	29 534,12 zł	1 440 995,31 zł
OPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór) wsp kor					
OPEX CIEPŁO (Wytwarzanie+Dystrybucja+Odbiór)	PLN	799 935,55 zł	813 933,90 zł	903 051,63 zł	17 310 903,15
OPEX WYTWARZANIE EC	PLN	- zł	- zł	- zł	-
OPEX WYTWARZANIE EE	PLN	- zł	- zł	- zł	-
OPEX WYTWARZANIE E+C	PLN	4 278 870,85 zł	4 353 748,30 zł	4 830 440,76 zł	92 596 306,77
Współczynnik Korekcyjny δk					
Energia ciepła użytkowa dostarczona do odbiorców z E+C skoj	MWh	19%	19%	19%	69 356,25
Energia ciepła użytkowa dostarczona do odbiorców z EC	MWh	-	-	-	-
Sprzedana energia elektryczna ze źródeł E+C skoj	MWh	4 639,67	4 639,67	4 639,67	120 643,93
Sprzedana energia elektryczna odbiorców ze źródeł EE	MWh	-	-	-	-
DYSKONTO					
CAPEX	PLN	1,97359	2,03279	2,09378	4 010 051,28 zł
Wartość rezydualna	PLN	- zł	- zł	- zł	193 867,83 zł
OPEX	PLN	2 797,65 zł	2 716,17 zł	2 637,06 zł	11 783 115,93 zł
Suma kosztów pomniejszona o wartość rezydualną	PLN	405 320,74 zł	400 401,54 zł	431 302,49 zł	15 599 299,38 zł
Efekt	MWh	402 523,09 zł	397 685,38 zł	428 665,43 zł	69 356,25

Do czynników wywierających największy wpływ na średni koszt ciepła LCOH zaliczono w kolejności wpływ: Zmiana nakładów inwestycyjnych, Zmiana ilości sprzedanej energii cieplnej, zmiana ilości sprzedanej energii elektrycznej. Wyniki wrażliwości LCOH w odniesieniu do wskazanych składowych ukazano w poniższej tabeli.

Tabela 16 Analiza wrażliwości średniego kosztu ciepła LCOH

Czynnik determinujący	LCOH	Miano	Zmiana
Scenariusz bazowy	224,94	PLN/GJ	-
Wzrost kosztów inwestycyjnych o 10%	213,24		-5,20%
Spadek kosztów inwestycyjnych o 10%	236,65		5,21%
Wzrost ilości sprzedanej energii cieplnej o 10%	229,07		1,84%
Spadek ilości sprzedanej energii cieplnej o 10%	220,66		-1,90%
Wzrost ilości sprzedanej energii elektrycznej o 10%	241,85		7,52%
Spadek ilości sprzedanej energii elektrycznej o 10%	205,03		-8,85%

Analiza wrażliwości wykazała, że średni koszt ciepła LCOH jest najbardziej podatna na zmianę ilości sprzedanej energii elektrycznej gdyż 10% zmiana wywiera praktycznie taki sam wpływ na wysokość wzrostu bądź spadku LCOH. Drugą co do wysokości determinantą decydującą o wysokości średniego kosztu ciepła jest wzrost bądź spadek nakładów inwestycyjnych (CAPEX). Zmiana wartości parametru kosztów inwestycyjnych o 10% wywiera około 5% wpływ na wartość średniego kosztu ciepła. Trzecią co do wielkości jest ilość sprzedanego ciepła, której zmiana wartości o 10%, powoduje odchylenie wartości średniego kosztu ciepła o około 2% w zależności od zadanego wektora odchylenia.

Analiza powyższa potwierdza fakt, że wysoko sprawna kogeneracja pracuje w sposób optymalny kosztowo tylko i wyłącznie w sytuacji w, której w pełni wykorzystuje swoje możliwości produkcyjne w aspekcie produkcji energii elektrycznej i ciepła.

4.2. Analiza efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii

Zgodnie z wymaganiami konkursowymi analiza efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia została przeprowadzona przy wykorzystaniu arkusza kalkulacyjnego znajdującego się w załączniku nr 3.2 do Załącznika 3 do Regulaminu. Analiza ekonomiczna została przeprowadzona w cenach netto. Zgodnie z wymaganiami konkursowymi realna stopa procentowa dyskonta została ustanowiona na poziomie 3%.

Tabela 17 Wyniki analizy efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii

Efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii	4 490 750,47 zł	PLN/ok 3 lata
--	------------------------	----------------------

Efektywność ekonomiczną demonstratora wyliczono zgodnie z następującym wzorem.

$$EE = \sum_{i=1}^3 PRZYCHÓD_i - \left(\frac{3}{25} \times CAPEX + \sum_{i=1}^3 OPEX_i\right)$$

gdzie:

EE – efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii, obliczona za okres 3 lat od 1 stycznia 2021,

i – indeks wyliczeniowy przyjmujący wartości naturalne od 1 do 3,

$PRZYCHÓD_i$ – całkowity przychód osiągnięty w związku ze sprzedażą ciepła Odbiorcom Końcowym, Energii elektrycznej wypracowanych przez Demonstrator Technologii w roku i , przy czym do obliczenia przychodu ze sprzedaży ciepła użyto LCOH.

CAPEX – nakłady inwestycyjne poniesione na realizację Demonstratora Technologii do momentu przekazania do eksploatacji,

$OPEX_i$ – nakłady operacyjne poniesione na realizację Demonstratora Technologii do momentu przekazania do eksploatacji.

Do czynników wywierających największy wpływ na średni koszt ciepła LCOH zaliczono w kolejności wpływ: Zmiana nakładów inwestycyjnych, Zmiana ilości sprzedanej energii cieplnej, oraz zgodnie z intencją Zamawiającego Demonstrator Technologii (NCBiR) zmiana ilości sprzedanej energii elektrycznej. Wyniki wrażliwości LCOH w odniesieniu do wskazanych składowych ukazano w poniższej tabeli.

Tabela 18 Analiza wrażliwości efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii

Czynnik determinujący	Efektywność	Miano	Zmiana
Scenariusz bazowy	4 490 750,47	PLN/ok 3 lata	-
Wzrost kosztów inwestycyjnych o 10%	1 251 373,75		-72,13%
Spadek kosztów inwestycyjnych o 10%	7 730 127,17		72,13%
Wzrost ilości sprzedanej energii cieplnej o 10%	5 035 428,62		12,13%
Spadek ilości sprzedanej energii cieplnej o 10%	3 925 318,62		-12,59%
Wzrost ilości sprzedanej energii elektrycznej o 10%	3 977 610,26		-11,43%
Spadek ilości sprzedanej energii elektrycznej o 10%	5 094 716,81		13,45%

Analiza wrażliwości wykazała, że efektywność ekonomiczna jest najbardziej podatna na zmianę wartości parametru kosztów inwestycyjnych. Zmiana Parametru o 10% powoduje wzrostu lub spadek efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia o ponad 72%. Ciekawą zależność można dostrzec w przypadku wzrostu bądź spadku ilości sprzedanej energii elektrycznej, gdyż wzrost sprzedaży o 10% generuje spadek efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia o ponad 11% natomiast jej spadek o 10%

powoduje jej wzrost o ponad 13%. Efekt ten związany jest z faktem dużego wpływu ilości sprzedanej energii elektrycznej na wysokość LCOH. Wzrost ilości sprzedanej energii elektrycznej powoduje gwałtowny spadek LCOH natomiast spadek powoduje wzrost LCOH. Wynik powyższy obrazuje fakt, iż model i sposób liczenia efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia wykazuje znacznie wyższą wrażliwość na przychód związany ze sprzedażą energii cieplnej w stosunku do energii elektrycznej. Sytuacja powyższa jest jak najbardziej zrozumiała i odzwierciedla ideę Zamawiającego, którego intencją jest pozyskanie Demonstratora Technologii Elektrociepłowni w lokalnym systemie ciepłowniczym a nie elektrowni.

5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni

5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

W realizacji budowy Demonstratora Technologii wyróżnia się 3 etapy, dla których wymagane jest podjęcie odpowiednich postępowań administracyjnych uzależnionych od lokalizacji oraz funkcji.

ETAP I - BIOGAZOWNIA ROLNICZA

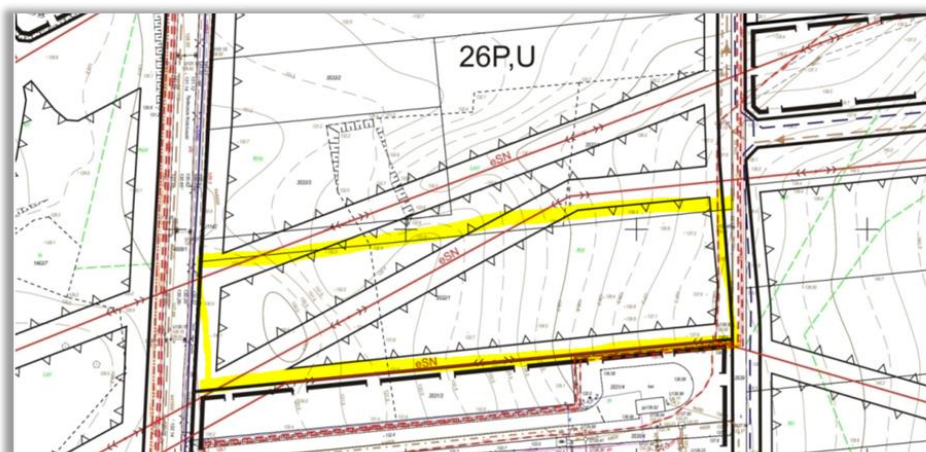
Dla realizacji etapu konieczne są:

Warunki usunięcia kolizji z linią eSN;

Projekt budowlany;

Pozwolenie na budowę;

Dla działki nr 3532/1 przeznaczonej pod budowę głównych elementów biogazowni rolniczej tj. zbiorników fermentacyjnych, zbiornika końcowego, zbiornika wstępnego, szachtu instalacyjnego, silosu magazynowego, jednostki kogeneracyjnej o mocy 100 kW, stacji transformatorowej, zbiornika przeciwpożarowego, kotła na biogaz, hydrantu, płyt fundamentowych pod urządzenia chłodnicze i karmiące, budynku/kontenera socjalnego, wewnętrznych instalacji technologicznych oraz ogrodzenia terenu, istnieją zapisy *Uchwały nr XXXI/143/12 Rady Miasta Siemiatycze z dnia 19 grudnia 2012 roku w sprawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego części miasta Siemiatycze położonej przy ul. T. Kościuszki.*



Mapa 3 Wycinek z Mapy MZPZ części miasta Siemiatycze położonej przy ul. T. Kościuszki

Wskazana działka wg. MPZP położona jest w strefie „26 P,U” tj. w strefie odpowiedniej dla inwestycji tego typu. Zgodnie z zapisami MPZP rozdział 2 „Przeznaczenie terenów, parametry

i wskaźniki kształtowania zabudowy oraz zagospodarowania terenu, w tym linie zabudowy, gabaryty obiektów i wskaźniki intensywności zabudowy” teren ten „przeznacza się pod zabudowę przemysłowo-usługową wraz z urządzeniami towarzyszącymi i zielenią”.

Planowana inwestycja **nie narusza zasad zabudowy i zagospodarowania terenu** określonych w MPZP, co oznacza, że **spełnia ona wymagane warunki** ustalone w w/w Rozdziale 2 § 8 pkt. 2:

1) wysokość zabudowy do trzech kondygnacji nadziemnych dla budynków techniczno-produkcyjnych o maksymalnej wysokości do 15m (...) – maksymalna wysokość zbiorników fermentacyjnych wynosiła będzie 8,50m.

2) wysokość zabudowy do trzech kondygnacji dla budynków administracyjnych i socjalnych stosownie do potrzeb użytkowych inwestora – budynek socjalny w zabudowie kontenerowej lub tradycyjnej murowanej nie przekroczy wysokości (kalenicy) 5m.

3) *dachy budynków o różnych formach- stosownie do wielkości przykrywanej powierzchni, rozpiętości konstrukcyjnej, potrzeb doświetlenia pomieszczeń itp.*

- dachy zbiorników fermentacyjnych mają kształt kopulasty;

- dach szachtu instalacyjnego o kącie nachylenia od 0° do 10°; wysokość górnej krawędzi elewacji frontowej: do 5,00 m; wysokość kalenicy: do 6,00 m; jednospadowy pokryty papą termozgrzewalną;

- dachy stacji transformatorowej oraz budynku/kontenera socjalnego -płaskie,

- dach hali namiotowej nad silosem : dwuspadowy lub kopertowy w formie plandeki na stelażu.

4) *udział powierzchni zabudowanej nie przekraczający 80% powierzchni działki –*

Udział powierzchni zabudowanej dla działki 3532/1 wynosi 52,71%.

5) *udział powierzchni biologicznie czynnej w powierzchni działki minimalnie 20% -*

Udział powierzchni biologicznie czynnej dla działki 3532/1 wynosi 47,29%.

6) *miejsca postojowe dla pracowników i klientów usytuowane od strony wjazdu na działkę –* Biogazownia nie wymaga zatrudnienia pracowników w pełnym wymiarze godzin pracy, możliwość postoju na powierzchniach utwardzonych na terenie biogazowni.

7) *ewentualne drogi wewnętrzne o parametrach dróg dojazdowych z zabezpieczeniem prowadzenia urządzeń infrastruktury technicznej-* szerokość drogi wewnętrznej wynosi co najmniej 4,0m. Najmniejszy promień łuku drogi wynosi więcej niż 11,0 m, a nacisk osi na nawierzchnię jezdni, co najmniej 100 kN.

W kolejnych etapach przygotowany zostanie projekt budowlany oraz złożony wniosek o pozwolenie na budowę do Starosty powiatu Siemiatyckiego.

ETAP II - GAZOCIĄG

Umorzenie decyzji środowiskowej- Postanowienie o odmowie wszczęcia postępowania w sprawie Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach ;

Decyzja o warunkach zabudowy- na obszarze bez MPZP;

Opracowanie projektu;

Konsultacja projektu z Woj. Konserwatorem Zabytków oraz Pozwolenie wodno prawne;

Pozwolenie na budowę w oparciu o zaopiniowany projekt.

Koncepcja zagospodarowania terenu przewiduje przeniesienie dotychczasowej linii elektrycznej średniego napięcia, oznaczonej symbolem „eSN”, celem uniknięcia kolizji projektowanych elementów biogazowni z istniejącą linią sieci elektrycznej. W tym celu niezbędne będzie złożenie wniosku o przeniesienie linii energetycznej/ wydanie warunków usunięcia kolizji z linią “eSN” do Zakładu Energetycznego- PGE, a następnie przygotowanie projektu instalacji elektrycznej uwzględniający propozycje przeniesienia słupów- zgodnie z zasadami energetyki i obowiązującym prawem. Uzyskanie zgody Zakładu Energetycznego pozwoli na modyfikację nieprzekraczalnej linii zabudowy, w ten sposób aby możliwa była lokalizacja wszystkich elementów biogazowni na działce nr 3532/1 z zachowaniem przepisów MPZP.

Trasa gazociągu (opisana szczegółowo w rozdziale „Lokalizacja przedsięwzięcia”) ze względu na przekroczenie w jednym punkcie biegu rzeki Kamionka (niebieski kwadrat na fotografii poniżej) i konieczność wykonania przepustu wymagała będzie uzyskania stosownego *pozwolenia wodnoprawnego od Regionalnego Zarządu Gospodarki Wodnej w Białymstoku.*



Mapa 4 Miejsce przecięcia gazociągu z ciekim wodnym Kamionka

W razie konieczności możliwe jest złożenie wniosku o wydanie *przrzeczenia wydania pozwolenia wodnoprawnego*. Taka promesa wydawana jest na co najmniej rok. W okresie jej ważności, jednostka Wód Polskich nie może odmówić Inwestorowi wydania pozwolenia wodnoprawnego ani udzielić takiego pozwolenia innemu zakładowi. Zasady uzyskania przrzeczenia są podobne do uzyskania pozwolenia wodnoprawnego.

Teren wytyczony pod gazociąg nie jest objęty zapisami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, z tego powodu konieczne będzie uzyskanie - *Decyzji o warunkach zabudowy wydanej przez Burmistrza Miasta Siemiatycze*. Załącznikiem do wniosku o wydanie owej decyzji będzie Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach, której konieczność pozyskania wynika z Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Rozporządzenie to kwalifikuje gazociąg jako *„instalacje do przesyłu gazu inne niż wymienione w § 2 ust. 1 pkt 20 oraz towarzyszące im tłocznie lub stacje redukcyjne, z wyłączeniem gazociągów o ciśnieniu nie większym niż 0,5 MPa i przyłączy do budynków; przy czym tłocznie lub stacje redukcyjne budowane, montowane lub przebudowywane przy istniejących instalacjach przesyłowych nie są przedsięwzięciami mogącymi znacząco oddziaływać na środowisko”*.

Celem uzyskania powyższej decyzji Organ – Burmistrz Miasta Siemiatycze wystąpi do innych instytucji min. do Państwowego Powiatowego Inspektora Sanitarnego w Siemiatyczach, do Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Białymstoku oraz Dyrektora Zarządu Zlewni w Sokołowie Podlaskim Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie o wydanie opinii w sprawie stwierdzenia (lub nie) obowiązku przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, a w przypadku stwierdzenia takiego obowiązku, o określenie zakresu raportu o oddziaływaniu na środowisko wnioskowanego przedsięwzięcia. Na potrzeby wszystkich wymienionych wyżej Instytucji należało będzie wraz z *Wnioskiem o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia*, przygotować *Kartę Informacyjną Przedsięwzięcia* tj. dokument zawierający szczegółową charakterystykę etapu II-go inwestycji.

Niemniej należy podkreślić, iż w roku 2020 została podjęta podobna inicjatywa, polegająca na *„budowie sieci ciepłowniczej łączącej nowe źródło ciepła- elektrociepłownię opalaną biomasą – z istniejącą siecią miejską oraz instalacjami obecnie zasilanymi z indywidualnych źródeł ciepła, w miejscowości Siemiatycze(...)”*. Jak zostało ustalone, dla tego przedsięwzięcia orzeczono brak potrzeby przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko. Istnieje zatem uzasadnione przypuszczenie, iż ze względu na zbieżność zakresu inwestycji, również dla omawianego projektu zostanie wydana decyzja o braku potrzeby przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko.

Na odcinku między zejściem gazociągu z ulicy Żwirki-Wigury do budynku kotłowni (fragment trasy gazociągu oznaczony na poniższej fotografii kolorem zielonym) konieczne będzie uzyskanie Pozwolenia Podlaskiego Wojewódzkiego Konserwatora Zabytków w Białymstoku (więcej na ten temat w pkt. ETAP III- JEDNOSTKI KOGENERACYJNE).

ETAP III - JEDNOSTKI KOGENERACYJNE

Zmiana pozwolenia na budowę w zakresie adaptacji pomieszczenia składu opału.

Lokalizacja jednostek kogeneracyjnych na działce o nr 850/5 w istniejącym budynku kotłowni nie wymaga uzyskania Decyzji o Warunkach Zabudowy, ponieważ budynek ten objęty został już *Decyzją zatwierdzającą projekt budowlany i udzielającą pozwolenia na budowę z dnia 27.08.2021 roku obejmującą: przebudowę budynku kotłowni, o następujących parametrach technicznych: pow. zab. 557,55m² , pow. użytkowa 508,40 m², kubatura 2950 m³, budowę wewnętrznej instalacji gazowej, montaż paneli fotowoltaicznych, remont elewacji i dachu budynku kotłowni TARASY, oraz rozbiórkę kominów na działce o nr geod. 850/5 położonej w m. Siemiatycze przy ul. 11-go Listopada, w jednostce ewidencyjnej 201001_1 Siemiatycze, w obrębie ewidencyjnym Siemiatycze nr 0001. W związku z powyższym konieczne będzie uzyskanie Zamiennego Pozwolenia na Budowę obejmującego swoim zakresem również ulokowanie jednostek kogeneracyjnych wraz z osprzętem w dotychczasowym pomieszczeniu składu opału.*

Teren działki nr 850/5 znajduje się w obszarze wpisanym do rejestru zabytków Decyzją Wojewódzkiego Konserwatora Zabytków w Białymstoku Nr Kult. V-26/7/84/57 z dnia 25.01.1957. Ze względu na brak aktualnego obrazu graficznego prezentującego obszar objęty ochroną konserwatorską poniżej zamieszczono fotografię oryginalnej mapy sporządzonej na potrzeby w/w decyzji z 1957 roku.



Mapa 5 Szkic obszaru zabytkowego – Miasto Siemiatycze

Źródło <https://wuozbialystok.bip.gov.pl/rejestry-ewidencje-archiwa/decyzje-o-wpisie-do-rejestru-zabytkow-ukladu-przestrzennego.html>

Na potrzeby wspomnianego wcześniej Pozwolenia na budowę uzyskano również Pozwolenie Podlaskiego Wojewódzkiego Konserwatora Zabytków w Białymstoku nr Z.5152.319.2021.MG z dnia 02.07.2021 roku, dlatego też może wystąpić konieczność uzyskania nowego pozwolenia na wykonywanie robót budowlanych

Realizując inwestycję należy również spełnić zapisy *Uchwały nr VIII/46/19 Rady Miasta Siemiatycze z dnia 17 maja 2019 r. w sprawie przyjęcia „Gminnego programu Opieki nad Zabytkami Miasta Siemiatycze na lata 2019-2022”* realizowanej w ramach *Uchwały nr XXXVI/330/17 Sejmiku Województwa Podlaskiego z dnia 22 maja 2017 r. (dz. Urz. Woj. Podl. Z 2017 r. poz. 2777, poz. 2604, poz. 3270)*. Szczególnie w zakresie pkt 4) w/w Planu:

„Zasady ochrony i utrzymanie dobrego stanu technicznego obiektów zabytkowych, z priorytetem obiektów o randze krajowej i regionalnej, w tym: zapewnienie funkcji użytkowych stosownych do lokalizacji i form architektonicznych obiektów gwarantujących ich utrzymanie w dobrym stanie technicznym i racjonalne wykorzystanie dla potrzeb społecznych, obowiązek uzgodnienia z Podlaskim Wojewódzkim Konserwatorem Zabytków decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz uzyskania pozwoleń dla projektów budowlanych dotyczących rewaloryzacji i modernizacji obiektów zabytkowych i ich otoczenia.”

Projekt realizowany będzie przy zachowaniu powyższej zasady. Forma użytkowa oraz architektoniczna budynku kotłowni nie ulegną zmianie, natomiast obecna modernizacja i adaptacja

w przyszłości pozwoli na utrzymanie obiektu w dobrym stanie technicznym oraz na racjonalne i ekologiczne wykorzystanie zabytkowego budynku.

Należy podkreślić, iż dotychczasowe przeznaczenie zabudowań polegało na lokalizacji kotłowni miejskiej, a więc źródła ciepła dla której głównym paliwem energetycznym był węgiel kamienny. W wyniku aktualnie prowadzonej modernizacji, celem zastosowania ekologicznych rozwiązań ciepłowniczych usunięte zostaną stare piece węglowe i zastąpione zostaną piecami gazowymi. Na te właśnie działania uzyskano już stosowne pozwolenia.

Dodatkowo pomieszczenie w budynku kotłowni, dotychczas służące jako skład opału ma zostać przeznaczone na umiejscowienie jednostek kogeneracyjnych przetwarzających biogaz w energię elektryczną i ciepłą.

Po spełnieniu wymienionych wyżej formalności koniecznym będzie uzyskanie zaświadczenia FIT/FIP z Urzędu Regulacji Energetyki

5.2. Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni

Rozpatrując zagadnienie zgodności z polityką sektorową Polski i UE bez wątpienia rzeczony projekt wpisuje się we wszystkie cele transformacji energetycznej i bezpieczeństwa energetyczne nie tylko z uwagi na sterowalność pracy jednostki oraz charakter OZE ale również z uwagi na lokalny charakter i dostępność odnawialnego paliwa. Trudno jest wskazać jakikolwiek dokument przekrojowy, strategiczny i horyzontalny obowiązujący w Polsce i Unii Europejskiej, który wykluczałby technologię biogazową do pokrycia zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną. Możliwości stosowania zróżnicowanych substratów zarówno z ubocznej produkcji rolniczej, jak również przetwórczej i spożywczej sprawia, że jest to najbardziej uniwersalna technologia pozyskiwania energii. Z drugiej strony rozpoznana technologia przebiegu procesów fermentacji minimalizuje ryzyko błędów technologicznych skutkujących zagrożeniem realizacji projektu.

Podstawowym dokumentem odnoszącym się do wskazanej powyżej technologii jest Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., która została przyjęta uchwałą nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 roku. Planowane działanie wpisuje się we wskazane w dokumencie co najmniej trzy cele szczegółowe:

- Cel „Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych”;
- Cel „Rozwój odnawialnych źródeł energii”;
- Cel „Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji”.

Kolejnym dokumentem, w który wpisuje się planowane przedsięwzięcie jest „Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2020 2030”. Dodatkowo znaczenie planu podkreśla fakt, że był on konsultowany na szczeblu nie tylko międzyresortowym, ale także z instytucjami, izbami i stowarzyszeniami branżowymi, przedsiębiorcami, sektorem samorządowym oraz państwami takimi jak: Czechy, Słowacja, Węgry, Niemcy, Szwecja, Litwa, Dania, Rumunia. Dokument był również konsultowany z Komisją Europejską. Wszystkie wnioski wskazanych uczestników konsultacji zostały uwzględnione w przytoczonym dokumencie – zatem należy uznać, że planowane przedsięwzięcie – jeżeli wpisuje się w działania na rzecz klimatu jest zgodne z polityką sektorową nie tylko Polski, ale także Unii Europejskiej.

Zatem odnosząc się do przytoczonego powyżej dokumentu należy podkreślić, że dużą wagę przywiązuje się w nim do ograniczania emisyjności, produkcji energii z odnawialnych źródeł energii oraz wykorzystywanie wysokosprawnej kogeneracji – szczególnie w ciepłownictwie. Budowa źródła biogazowego to nic innego, jak OZE, kogeneracja i w pewnym sensie sposób na gospodarkę obiegu zamkniętego tj. wykorzystanie ubocznych frakcji biodegradowalnych będących odpadem z produkcji rolnej, spożywczej i przetwórczej. Niewątpliwą zaletą rozwiązania jest dedykowanie technologii biogazowej do zasilenia w ciepło budynków zamieszkania zbiorowego. Potwierdzeniem jest przypisanie wysokosprawnej kogeneracji do poszczególnych wymiarów, do których odnosi się „Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2020 2030”:

- Wymiar „efektywność energetyczna”;
- Wymiar „obniżenie emisyjności”;
- Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność”.
- Rozpatrując wpływ planowanego przedsięwzięcia na bezpieczeństwo energetyczne Polski należy w pierwszej kolejności podkreślić, że aktualny mix energetyczny oparty na źródłach odnawialnych nie jest do końca zbieżny z wymaganiami bezpieczeństwa energetycznego. Idea transformacji energetycznej zakłada przejście na gospodarkę nisko lub zeroemisyjną i stale zwiększaną samowystarczalność energetyczną bez stosowania paliw kopalnych. Obecnie na terenie Polski funkcjonują różne technologie wytwórcze OZE, przy czym warto podkreślić, że tylko źródła biomasowe i biogazowe wpisują się w całkowite bezpieczeństwo energetyczne, gdyż są źródłami w pełni sterowanymi i niezależnymi od sił przyrody /wiatr, słońce/. Nie oznacza to że pozostałe technologie są złe, jednak są one typowymi źródłami szczytowymi – co więcej wymagającymi od Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i źródeł systemowych utrzymywania rezerwy. Opieranie systemu na turbinach wiatrowych i farmach fotowoltaicznych niesie ryzyko braku zasilania w porze nocnej i bezwietrznej pogodzie.

Biogazownie i jednostki biomasowe są pozbawione tych ograniczeń, a o bezpieczeństwie decyduje tylko logistyka dostaw paliwa.

- Powyższa może zbyt krytyczna ocena fotowoltaiki i turbin wiatrowych, nie oznacza negacji tych technologii – służy natomiast podkreśleniu tzw. sterowalności jednostki wytwórczej i jej przydatności dla stabilizacji produkcji energii. Krajowy Operator Systemu Przesyłowego /PSE/ odpowiedzialny za utrzymywanie systemu i wymianę międzysystemową w licznych opracowaniach podkreśla znaczenie jednostek sterowalnych dla stabilizacji systemu elektroenergetycznego oraz ich przydatności w ramach rozproszonych źródeł energii.
- Jak wspomniano wcześniej łączna moc biogazowni rolniczych w Polsce to ok. 110 MW przy potencjale 4 GW, tak więc każda jednostka wykorzystująca biogaz pozytywnie wpływa na bezpieczeństwo energetyczne regionu i systemu elektroenergetycznego.

Konkludując rozważana technologia bez wątpienia wpisuje się w taksonomię klimatyczną zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady UE /UE 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 roku/. Działanie wpisuje się poprzez zastosowanie technologii OZE w łagodzenie zmian klimatu i jest zrównoważona środowiskowo, gdyż bazuje na lokalnym rynku dostaw substratów minimalizując negatywny wpływ transportu. Poprzez wykorzystanie substratów biodegradowalnych i następnie powtórne wykorzystanie pofermentu, jako ulepszacz gleby – w demonstratorze poza produkcją energii z OZE występuje również element gospodarki obiegu zamkniętego. To z kolei sprawia, że technologia jest w pełni zrównoważona środowiskowo. Demonstrator w przekonaniu wykonawcy spełnia wszystkie kryteria zrównoważenia środowiskowego:

- wnosi istotny wkład w realizację co najmniej jednego z sześciu celów środowiskowych;
- nie wyrządza poważnych szkód w żadnym z celów środowiskowych;
- jest prowadzona zgodnie z minimalnymi gwarancjami;
- spełnia techniczne kryteria kwalifikacji.

6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii

W niniejszym rozdziale przedstawiono harmonogram rzeczowo – finansowy przedsięwzięcia w formie diagramu Gantta. Należy podkreślić, że jest to typowy harmonogram realizacji tego typu przedsięwzięcia, przy czym na czas realizacji ma wpływ wiele czynników takich jak: dostępność poszczególnych komponentów oraz czas oczekiwania na zamknięcie etapu formalno – prawnego związanego z pozyskiwaniem zgód i pozwoleń. Z uwagi na zakres harmonogramy został on podzielony na poszczególne miesiące. Wszystkie kwoty wskazane /jako punkt odniesienia do opisywanego demonstratora/ podano w kwotach netto. Na linii czasu wskazano działania związane z samą realizacją przedsięwzięcia /działania inwestycyjne i roboty – nie uwzględniono czasu potrzebnego na uzyskanie pozwoleń formalno – prawnych w tym pozwolenia na budowę. W ocenie Wykonawcy niezależnie od technologii proces ten zasadniczo nie odbiega od standardu i nie jest uwarunkowany wyborem technologii. W opisywanym przypadku np. nie zachodzi konieczność sporządzania na część biogazową, Oceny Oddziaływania na Środowisko gdyż biogazownie o mocy w ekwiwalencie produkcji biogazu do celów energetycznych do 500 kW wpisuje się w inwestycję mogącą potencjalnie oddziaływać na środowisko - zatem stosowana jest procedura uproszczona. Takie działanie będzie konieczne do gazociągu, przy czym gazociąg planowany jest jako zadanie towarzyszące i procedura będzie realizowana równoległe do biogazowni by w sposób efektywny wykorzystać czas. W części dotyczącej kotłowni nie zmienia się przeznaczenia pomieszczenia i jest ono dostępne do posadowienia jednostek CHP.

Tabela 19 Harmonogram oś czasu w roku 2022

L.p.	Rodzaj robót, asortyment, elementy	koszt		Uwagi	L.p.	cze.22	lip.22	sie.22	wrz.22	paź.22	lis.22	gru.22
		3	4									
0	Zaliczki		2 500 000,00 zł									
	Zaliczka		2 500 000,00 zł									
1	Prace ziemne (wykopy+obsyp i zag), fundamenty	226 000,00 zł										
1.1	Zbiornik wstępny (buforowy)	27 000,00 zł										
1.2	Fermentor (F)	48 500,00 zł										
1.3	Dofermentor (DF)	48 500,00 zł										
1.4	Zbiornik końcowy	62 000,00 zł										
1.5	Wykopy liniowe	40 000,00 zł										
2a	Podbudowa (jako chudziak 15cm)	115 880,00 zł										
2.1	Zbiornik wstępny (buforowy)	22 000,00 zł										
2.2	Fermentor (F)	28 000,00 zł										
2.3	Dofermentor (DF)	28 000,00 zł										
2.4	Zbiornik końcowy	37 880,00 zł										
3	Zbiorniki betonowe/roboty betonowe	163 856,00 zł	1 764 580,00 zł									
3.1	Zbiornik wstępny (buforowy) - dno		32 000,00 zł									
3.2	Zbiornik wstępny (buforowy) - ściana+wieko		32 000,00 zł									
3.3	Zbiornik końcowy - dno		310 000,00 zł									
3.4	Zbiornik końcowy - ściana		450 000,00 zł									
3.5	Fermentor - dno		210 000,00 zł									
3.6	Fermentor - ściana		226 000,00 zł									
3.7	Dofermentor - dno		210 000,00 zł									
3.8	Dofermentor - ściana		230 000,00 zł									
3.9	Nałożenie warstwy ochronnej (fermentory)		64 580,00 zł									

Tabela 20 Harmonogram oś czasu w roku 2023

L.p.	Rodzaj robót, asortyment, elementy	koszt		Uwagi	sty.23	lut.23	mar.23	kwi.23	maj.23	cze.23	lip.23	sie.23	wrz.23	paź.23	lis.23	gru.23
		3	4													
1	2	3	4	5	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0	Zaliczki		2 500 000,00 zł													
	Zaliczka		2 500 000,00 zł													
1	Prace ziemne (wykopy+obsyp i zag), fundamenty	226 000,00 zł														
1.1	Zbiornik wstępny (buforowy)	27 000,00 zł														
1.2	Fermentor (F)	48 500,00 zł														
1.3	Dofermentor (DF)	48 500,00 zł														
1.4	Zbiornik końcowy	62 000,00 zł														
1.5	Wykopy liniowe	40 000,00 zł														
2a	Podbudowa (jako chudziak 15cm)	115 880,00 zł														
2.1	Zbiornik wstępny (buforowy)	22 000,00 zł														
2.2	Fermentor (F)	28 000,00 zł														
2.3	Dofermentor (DF)	28 000,00 zł														
2.4	Zbiornik końcowy	37 880,00 zł														
3	Zbiorniki betonowe/roboty betonowe	163 856,00 zł	1 764 580,00 zł													
3.1	Zbiornik wstępny (buforowy) - dno		32 000,00 zł													
3.2	Zbiornik wstępny (buforowy) - ściana+wieko		32 000,00 zł													
3.3	Zbiornik końcowy - dno		310 000,00 zł													
3.4	Zbiornik końcowy - ściana		450 000,00 zł													
3.5	Fermentor - dno		210 000,00 zł													
3.6	Fermentor - ściana		226 000,00 zł													
3.7	Dofermentor - dno		210 000,00 zł													
3.8	Dofermentor - ściana		230 000,00 zł													

3.9	Nałożenie warstwy ochronnej (fermentory)		64 580,00 zł																																													
3.11	Fundament pod kosz załadowniczy biomasy wraz z najazdem, jednostką kogeneracyjną	163 856,00 zł																																														
4	Szacht instalacyjny	96 624,00 zł																																														
4.1	Płyta fundamentowa	20 000,00 zł																																														
4.2	Roboty budowlane	76 624,00 zł																																														
6	Budynek techniczny sterowni	295 000,00 zł																																														
6.1	Kontener socjalny	295 000,00 zł																																														
7	Technologia	320 000,00 zł	5 119 200,00 zł																																													
7.1	Strop drewniany F i DF	300 000,00 zł																																														
7.2	System ogrzewania zbiorników fermentacyjnych	350 000,00 zł																																														
7.3	Mieszadła horyzontalne (PG) - Fermentor i Dofermentor	850 000,00 zł																																														
7.4	Wyposażenie - zbiornik wstępny	109 200,00 zł																																														
7.5	Dozownik biomasy stałej - VF1	690 000,00 zł																																														

7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni

7.1. Skalowalność

Planowane do zastosowania rozwiązania technologiczne w Demonstratorze Technologii, bez potrzeby zmian integralnych elementów wchodzących w skład instalacji, będą mogły być skalowalne w górę. Oznacza to, że zastosowane rozwiązanie będzie mogło być zastosowane w innych systemach elektrociepłowniczych do mocy zainstalowanej cieplnej 20MWt. Zmiana skali nie spowoduje zmiany w Technologii, a tylko zmiany w wielkości i liczbie stosowanych urządzeń. Praktyka pokazuje, że w Europie funkcjonują biogazownie zarówno o mocach do 500 kW, ale również 1 MW i więcej. Wielkość jest wynikiem możliwości produkcyjnych biogazu i ilości odbiorców, którzy będą korzystali z energii ciepłej i elektrycznej. Powiększenie potencjału wytwórczego instalacji musi odbywać się poprzez:

- dodatkowe jednostki kogeneracyjne lub kotły na biogaz (zwiększenie mocy wytwórczych energii elektrycznej i ciepła);
- dodatkowe komory fermentacji pierwotnej lub wtórnej (zwiększenie potencjału wytwórczego paliwa lub zwiększenie możliwości jego przechowywania);
- dodatkowa pozostała infrastruktura (zaplecze substratowe, np. silosy, zbiorniki na poferment, zbiorniki substratów płynnych).

Projekt elektrociepłowni biogazowej w Siemiatyczach stanowi więc swojego rodzaju minimalną wielkość instalacji, która zachowując wszystkie standardy, może być powielana. Jeśli chodzi o parametr skalowalności projektu w górę, projekt badawczy nie ma praktycznie żadnych ograniczeń. Zastosowane rozwiązania technologiczne zostały tak dobrane, aby istniała możliwość jej modułowej kompozycji. Nie ma praktycznie żadnego problemu, aby projekt mógł zostać powiększony o 20% czy też o 200%. Jedynym praktycznym ograniczeniem, na który muszą zwrócić uwagę podmioty zainteresowane

7.2. Replikowalność

W przypadku powielenia technologii przy jednoczesnym zwiększeniu mocy konieczne byłoby zwiększenie ilości i mocy urządzeń wytwarzających energię elektryczną, a także odpowiednio zwiększenie ilości zbiorników wraz z osprzętem technologicznym, tak, aby zapewnić produkcję biogazu na wymaganym poziomie. Technologia jest możliwa do zastosowania przy uwzględnieniu odpowiednich warunków dla lokalizacji (geograficznych i technicznych). Preferowany jest teren nizinny, bez wypiętrzenia terenu, które mogłoby utrudnić posadowienia zbiorników. Istotne znaczenie mają również grunty. Dla ulokowania obiektów Demonstratora Technologii konieczne jest bazowanie

na gruntach stabilnych o nisko ustalonym zwierciadle wody gruntowej (ze względu na konieczność częściowego zagłębienia zbiorników).

W zakresie położenia geograficznego dla każdej lokalizacji funkcjonującej w granicach klimatu umiarkowanego nie występują ograniczenia w lokalizowaniu demonstratora w dowolnym miejscu w Europie. Determinantą do stosowania demonstratora jest lokalny rynek odbiorców ciepła, energii elektrycznej i dostawców substratów. Przyjmuje się, że ze względów ekonomicznych dostawa substratów nie powinna być realizowana z lokalizacji w promieniu większym niż 30 km. Może nie tyle ograniczeniem co elementem brany pod uwagę powinna być logistyka. W Polskich warunkach i wielkości biogazowni łańcuch dostaw to domena transportu kołowego. Stąd warto brać pod uwagę przy lokalizacji lokalną komunikację i stan infrastruktury drogowej oraz natężenie ruchu.

Instalacje biogazowni stanowią swojego rodzaju bardzo indywidualne źródła energii. W praktyce nie ma dwóch takich samych instalacji, nawet jeśli pracują one na takich samych substratach. W przypadku instalacji elektrociepłowni biogazowej w Siemiatyczach zastosowano wszystkie doświadczenia zebrane z ponad 1000 zrealizowanych projektów na całym świecie. Zastosowana technologia pozwala na replikowalność zachowując wszystkie parametry i możliwości. Podobnie ma się to do skalowalności. Przyjęte rozwiązania pozwalają na realizację projektu elektrociepłowni biogazowej również w innych lokalizacjach charakteryzujących się indywidualnymi potrzebami. Ze względu na parametr LCOH szacuje się jednak, iż projekt badawczy jest odzwierciedleniem minimalnej wielkości instalacji. Ze względu na zachodzący tutaj efekt skali, obserwujemy znaczny spadek LCOH przy wzroście mocy instalacji, nieproporcjonalny do wzrostu wartości CAPEX i OPEX.

7.3. Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła

Na etapie prac związanych z modelowaniem demonstratora bazując jednocześnie na badaniu i opracowaniu bilansu określono dobór urządzeń wytwórczych zarówno po stronie jednostek produkujących ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu, jak również biogaz. W aspekcie dostosowania wielkości i możliwości dynamicznej reakcji na zmieniające się zapotrzebowanie zaproponowano dywersyfikację wielkości jednostek wytwórczych. Ma to znacznie nie tylko ze względu na zmieniające się w czasie zapotrzebowanie, ale również na bezpieczeństwo dotrzymania parametrów jakościowych i ilościowych.

Po stronie wytwarzania w zależności od zapotrzebowania poszczególne urządzenia wytwórcze mogą pracować z mocą maksymalną, jak również ograniczoną np. do 50%. Możliwe jest również

odstawianie poszczególnych urządzeń w zależności od scenariusza i zapotrzebowania systemu. Równocześnie po stronie wytwarzania biogazu istnieje możliwość regulacji procesu produkcji biogazu poprzez zmianę prędkości i ilości podawania substratów, czasowego przyspieszenia reakcji fermentacji, a także spowolnienia.

Nie bez znaczenia jest także fakt, że do potrzeb systemu demonstratora z uwagi na aspekty biznesowe zdecydowano się na zasilenie obiektów, które zostały wcześniej poddane termomodernizacji, a sieć ciepłownicza w roku 2018 przeszła modernizację i została w pełni poddana preizolacji. Ograniczono w ten sposób niebezpieczeństwo gwałtownego obniżenia zapotrzebowania na ciepło systemowe. Obecnie jedynym czynnikiem może być tylko zmiana zachowań użytkowników lub współczynnik migracji. Niemniej jednak z uwagi na powyższe nie są to znaczące ryzyka. W ramach ograniczenia ryzyka biznesowego rozważane jest również /dla utrzymania efektów ekonomicznych/ w przypadku potencjalnych drastycznych spadków zapotrzebowania – szczególnie na ciepłą wodę użytkową – kierowanie strumienia energii cieplnej do pobliskiego basen /oddalonego o ok. 300 m/. W ten sposób możliwe będzie wyptaszczenie profilu produkcji energii cieplnej.

Ponadto warto także zauważyć, że technologia zastosowana w demonstratorze może być w przyszłości rozszerzona o nowy rodzaj usługi – a mianowicie produkcję chłodu. Technologia kogeneracyjna pozwalają na dołożenie komponentu – chłód, który produkowany jest z ciepła odpadowego w chłodnicy absorpcyjnej. W okresach letnich wyprodukowana gorąca woda zasila drugie główne urządzenie wchodzące w skład systemu trójgeneracji, którym jest absorpcyjny agregat wody lodowej (z ang. absorption chiller). Jego podstawową zaletą jest bardzo niski pobór energii elektrycznej, bardzo długa żywotność oraz możliwość zagospodarowania ciepła pochodzącego z modułu kogeneracyjnego. Podstawowym zadaniem agregatu absorpcyjnego jest produkcja tzw. wody lodowej, a więc zimnej wody o odpowiednio niskiej temperaturze (6-14°C). Wyprodukowana woda lodowa jest następnie kierowana do systemu klimatyzacyjnego utrzymującego odpowiednią temperaturę w pomieszczeniach. Oczywiście działanie to będzie wymagało poniesienia dodatkowych kosztów inwestycyjnych wraz z rozprowadzeniem chłodu w budynkach – jednak z punktu widzenia technicznego jest to możliwe.

Odnosząc się do energii elektrycznej tu praktycznie nie rozważa się jakiegokolwiek niebezpieczeństwa, gdyż w polskim systemie elektroenergetycznym za bilansowanie na poziomie krajowym energii elektrycznej odpowiadają operatorzy systemów dystrybucji oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Nie występuje zjawisko nadmiaru wprowadzonej energii, gdyż system się zbilansuje – pozostaje tylko kwestia ceny sprzedanej energii. Ceny sprzedaży energii w systemie są rozliczane według grafików dobowo – godzinowych. Na tym etapie warto również wskazać, że energia

elektryczna wyprodukowana w demonstratorze, jest poniekąd pochodną procesy produkcji energii cieplnej wynikającą z charakteru jednostek wytwórczych.

8. Komponent Technologiczny

Demonstrator Technologii wyposażony zostaje we wszelkie niezbędne elementy służące produkcji, magazynowaniu i energetycznemu wykorzystaniu biogazu. Funkcja każdego z elementów wraz z wyszczególnieniem osprzętu koniecznego do prawidłowego funkcjonowania szerzej opisana została w treści poniżej. Parametry techniczne poszczególnych urządzeń zebrane zostały w kartach technologicznych.

ELEMENTY SKŁADOWE PLANOWANEJ BIOGAZOWNI ROLNICZEJ NA DZIAŁCE NR 3532/1

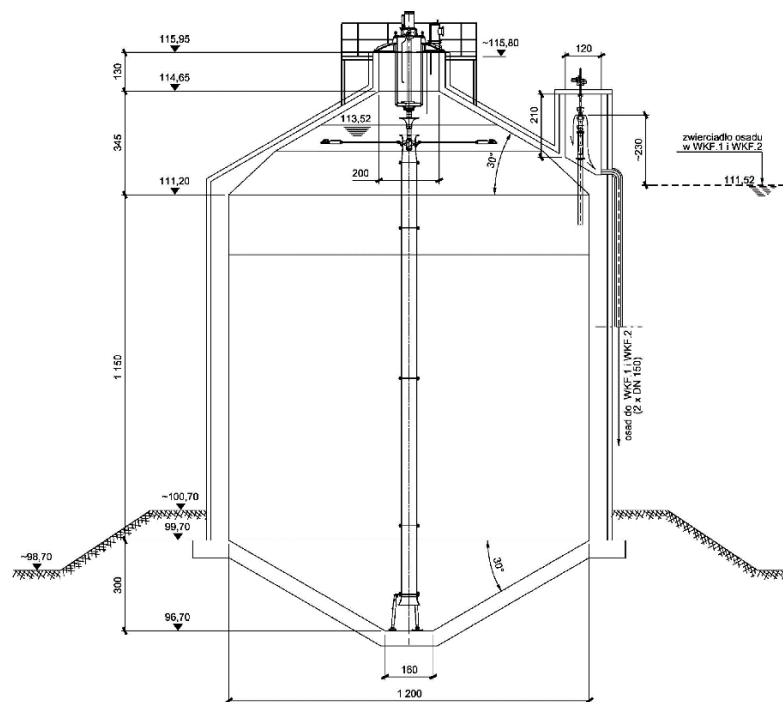
*szerszy opis zastosowanych urządzeń w załączonych Kartach Technicznych

Komora fermentacji pierwotnej (fermentor) – zbiornik żelbetowy, monolityczny pokryty warstwą gazoszczelnej membrany stanowiącej elastyczny magazyn biogazu. Średnica wewnętrzna zbiornika – do 22 m, głębokość/wysokość – do 6 m. W zbiorniku fermentacyjnym będzie zachodził proces fermentacji odpowiedzialny za 80 % produkcji biogazu. Zbiornik będzie wyposażony w system mieszania składający się z trzech mieszadeł poziomych (MP1). Mieszadła będą sterowane automatycznie za pomocą systemu sterowania znajdującego się w szachcie instalacyjnym. Zabezpieczenie przed ewentualną nadmierną produkcją biogazu będzie stanowił zawór bezpieczeństwa umożliwiający upust nadwyżki biogazu. Substraty stałe będą zadawane do zbiornika fermentacyjnego poprzez specjalny dozownik sterowany automatycznie lub manualnie. Pojemność dozownika to maksymalnie około 50,0 m³. W zbiorniku fermentacyjnym będzie utrzymywana stała temperatura wynosząca około 40°C. Ciepło potrzebne do podtrzymania procesu będzie pochodziło z chłodzenia pracującego zespołu kogeneracyjnego i będzie rozprowadzane w zbiorniku za pomocą węzownic zainstalowanych na ścianach wewnętrznych. Temperatura prowadzonych procesów będzie kontrolowana za pomocą czujnika temperatury umieszczonego wewnątrz zbiornika. Masa fermentacyjna będzie przepompowywana do zbiornika fermentacji wtórnej (dofermentora) za pomocą samozasysającej wysokowydajnej pompy.

Tabela 21 Urządzenia i wyposażenie zbiornika fermentacyjnego (fermentora):

Wyposażenie	Tryb pracy
Mieszadła poziome Paddelgigant® - 3 szt.	5 min pracy i 15min przerwy
Dozownik substratów stałych- Vielfrass® *wybór wariantu między Standard-Mulde, a Top (LEF) będzie zależał od wyników badań	24 cykle/dzień po ok. 150 sek.; możliwość karmienia według wskazań wagi z wydajnością ok. 300kg/min

gruntu i zagłębienia zbiorników fermentacyjnych.	
Czujnik temperatury procesów technologicznych	ciągły
Czujnik poziomu masy wewnątrz zbiornika	ciągły
Czujnik ciśnienia biogazu	ciągły
System awaryjnego upustu biogazu	automatyczne uruchomienie w sytuacji nadmiaru lub niedoboru w produkcji biogazu
System ogrzewania zbiorników	ciągły



Rysunek 13 Komora fermentacji pierwotnej – rycina pogładowa

Komora fermentacji wtórnej (tzw. dofermentor) – konstrukcja zbiornika fermentacji wtórnej będzie podobna do konstrukcji zbiornika fermentacji pierwotnej. Podobnie jak zbiornik fermentacji pierwotnej, zbiornik fermentacji wtórnej pokryty jest warstwą gazoszczelnej membrany EPDM. Średnica wewnętrzna zbiornika – do około 22,0 m, głębokość/wysokość – do 6,0 m. Zbiornik ten będzie odpowiedzialny za produkcję biogazu na poziomie 20% wytworzonego ogółem, gdyż będzie zachodził w nim tzw. drugi stopień fermentacji. System ogrzewania jak i mieszania będzie identyczny jak w przypadku zbiornika fermentacji pierwotnej. Dofermentor nie będzie wyposażony w kosz

załadowczy (dozownika substratów stałych) typu Vielfrass®. Przefermentowana masa kierowana będzie za pomocą pompy do tzw. zbiornika końcowego magazynującego poferment.

Tabela 22 Urządzenia i wyposażenie zbiornika fermentacji wtórnej

Wyposażenie	Tryb pracy
Mieszadła poziome Paddelgigant® - 2 szt.	5 min pracy i 20 min przerwy
Czujnik temperatury procesów technologicznych	ciągły
Czujnik poziomu masy wewnątrz zbiornika	ciągły
Czujnik ciśnienia biogazu	ciągły
System awaryjnego upustu biogazu	automatyczne uruchomienie w sytuacji nadmiaru lub niedoboru w produkcji biogazu
System ogrzewania zbiorników	ciągły

Zbiornik substancji przefermentowanej (zbiornik końcowy) – zbiornik żelbetowy, monolityczny otwarty. Średnica wewnętrzna do 32 m, głębokość/wysokość do 8 m. Zbiornik ten posłuży do przechowywania powstającego nawozu przez okresy wynikające z Ustawy z dnia 10 lipca 2007 roku o nawozach i nawożeniu (Dz. U. Nr 147, poz. 1033 z późn. zm.). Zbiornik końcowy nie będzie wyposażony w membranę gazoszczelną. Na zbiorniku zainstalowany zostanie separator sedymentu pofermentacyjnego.

Tabela 23 Urządzenia i wyposażenie zbiornika końcowego

Wyposażenie	Tryb pracy
Mieszadła zanurzeniowe, szybkoobrotowe Tauchgigant®- 4szt.	40 min pracy i 12h przerwy
Separator Quetschprofi®	praca ciągła lub w interwałach; roczna ilość masy pofermentacyjnej do przeseparowania ok.11 000 m ²
Pompa wyładowcza Stallkamp®	uzależniony od wielkości podstawionego beczkowitzu (typowa wielkość to 16m ³ jednorazowo); ilość masy pofermentacyjnej do wyładowania: 7 000m ²
Czujnik poziomu masy wewnątrz zbiornika	ciągły



Rysunek 14 Zbiornik substancji przefermentowanej (zbiornik końcowy) - rycina poglądowa

Zbiornik buforowy na gnojowicę (zbiornik wstępny) – żelbetowy, monolityczny zbiornik zamknięty podziemny lub naziemny o średnicy wewnętrznej do 7,5 m, wysokości do 6 m, pojemności 150 m³. Zbiornik wstępny będzie przeznaczony do przyjmowania substratów płynnych w postaci gnojowicy. Dostawa gnojowicy, będzie odbywała się w sposób hermetyczny. Przepompowanie zawartości zbiornika wstępnego do zbiornika fermentacyjnego będzie odbywało się za pośrednictwem pompy ślimakowej sterowanej automatycznie poprzez system.

Tabela 24 Urządzenia i wyposażenie zbiornika wstępnego

Wyposażenie	Tryb pracy
Mieszadło zanurzeniowe, szybkoobrotowe Tauchgigant® - 1szt. *opcjonalnie, w razie potrzeby	40 min pracy i 12h przerwy
Pionowa pompa szlamowa Oramont® o mocy 18,5 kW *na zbiorniku	4 x dobę przez 30 sek; *wydajność ok. 3,6 m ³ /min
Czujnik poziomu masy wewnątrz zbiornika	ciągły

Szacht instalacyjny – obiekt wykonany w technologii tradycyjnej murowanej zlokalizowany pomiędzy zbiornikami fermentacyjnymi. Będzie on pełnił funkcje głównej przepompowni instalacji. Zostaną tutaj zainstalowane pompy wraz z systemem sterowania głównych parametrów biogazowni.

Tabela 25 Urządzenia i wyposażenie szachtu instalacyjnego

Wyposażenie	Tryb pracy
Pompa ślimakowa P 3.1 Wangen KL65	tryb pracy: 1,5h/dzień – równe interwały co 1h
Pompy obiegowe Magna 1 - 3 szt. dla ogrzewania zbiorników fermentacyjnych- Magna1 DN32, dla wymiennika ciepła Magna 1 DN40-DN50	ciągły
Dmuchawa systemu odsiarczania Medo® LA- 120	ciągły
Kompresor systemu Bioclip® *mocujący membranę	W zależności od ubytku ciśnienia w systemie; *utrzymuje ciśnienie w wysokości 3,5 bar
System sterujący *Steruje pracą zainstalowanych urządzeń, posiada funkcję wizualizacji	ciągły

Stacja transformatorowa 0,4/15 kV – stacja transformatorowa umieszczona w budynku technicznym (budyńku sterowni) lub też jako niezależny obiekt na terenie przedsięwzięcia.



Rysunek 15 Stacja transformatorowa 0,4/15 kV – rycina poglądowa

Silos magazynowy – silos służący do magazynowania substratów stałych tj. np. kiszonka z kukurydzy. Wykonany z płyty dennej oraz ściany oporowej o wysokości do 8 m. Ściany zostaną wykonane z żelbetowych prefabrykatów bądź też całość może zostać wykonana w technologii monolitycznej na terenie budowy. Płyta denna będzie zabezpieczona przed przedostawaniem się odcieków z magazynowanego substratu do podłoża gruntowego. Obiekt zostanie wyposażony w kanalizację deszczową, kierowaną do zbiornika wstępnego. Jest to wymagane ze względu na kwaśny odczyn kiszzonek. Powierzchnia zabudowy silosu nie będzie większa niż 5 000,00 m².

ELEMENTY SKŁADOWE JEDNOSTEK KOGENERACYJNYCH W POMIESZCZENIU KOTŁOWNI NA DZIAŁCE

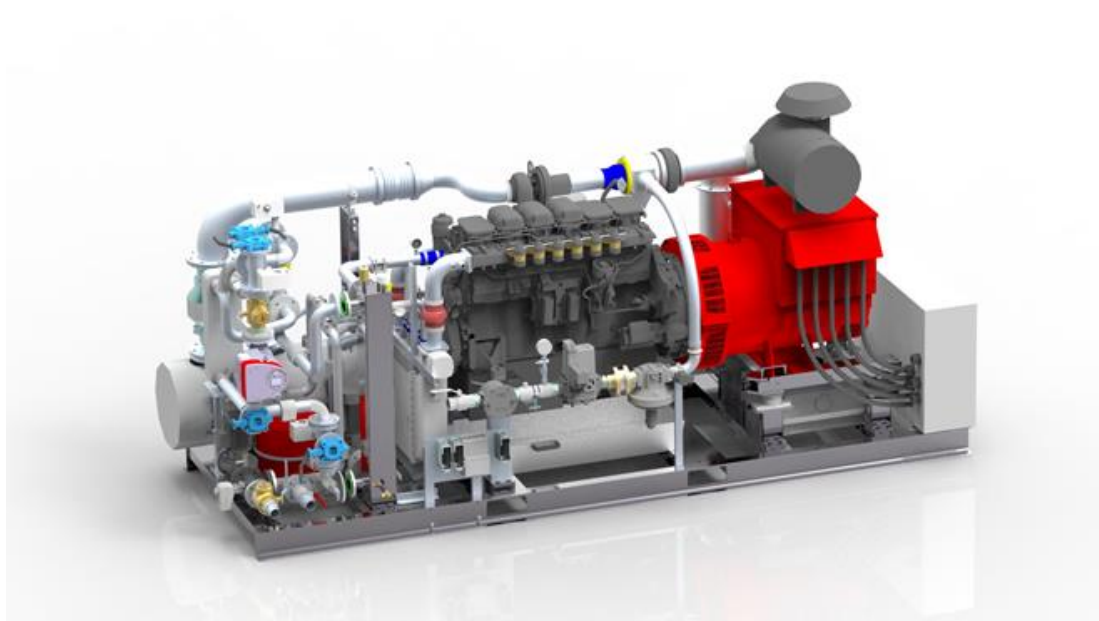
850/5:

Jednostki kogeneracyjne BGA136 – 2 szt., tryb pracy: ciągły;

Stacja uzdatniania biogazu agriClean AC300, tryb pracy: ciągły;

Stacja transformatorowa; tryb pracy: ciągły;

Analizator biogazu Frezenius BioBasic; tryb pracy: pomiar co godzinę.



Rysunek 16 Jednostka CHP – rycina poglądowa

ELEMENTY SKŁADOWE GAZOCIĄGU:

Szachty kondensacji gazu – 7 szt – studzienki wykonane z elementów prefabrykowanych gdzie gromadzony będzie skraplający się kondensat z rurociągów gazowych, który zostanie przepompowany albo bezpośrednio do zbiornika fermentacyjnego albo do zbiornika wstępnego.

Tabela 26 Wyposażenie szachtu kondensacji gazu

Wyposażenie	Tryb pracy
Pompa zanurzeniowa WiloREXA PRO® *mogąca pracować w środowisku zagrożonym wybuchem	W zależności od parametrów fizycznych (wilgotności) gazu, przykładowy tryb : 40 min/3 dni.

9. Obliczenia

Analiza wyników oraz obliczenia w zakresie przeprowadzonych symulacji dynamicznych na podstawie opracowanego modelu numerycznego elektrociepłowni miały na celu przede wszystkim zweryfikowanie poprawności opracowywanego modelu symulacyjnego pod względem merytorycznym i zgodności wobec założonych parametrów operacyjnych systemu i jego osiągnięć. W szczególności, opracowany model symulacyjny pozwolił prześledzić w trakcie trwania symulacji przebieg zmiennych określających stan systemu w danym momencie w czasie, takich jak temperatury w obiegach (elektrociepłowni, biogazowni i sieci), strumienie masowe i objętościowe (biogazu) czynników obecnych w systemie oraz wytworzone, konsumowane i stracone w wyniku przesyłu energii (wyłącznie straty ciepła) moce cieplne i elektryczne. Taka czynność umożliwiła sprawdzenie zachowania i charakterystyki działania poszczególnych urządzeń w instalacji elektrociepłowni i biogazowni oraz całego systemu przez cały trzyletni okres symulacji systemu. Na tej podstawie prowadzone zostały czynności korekcyjne błędów (niepoprawnie zrealizowane połączenia pomiędzy komponentami, czy przeliczenia wartości w modelu) i kalibracyjne modelu (m.in. dopasowanie poziomu temperatur czy produkcji mocy do specyfiki zastosowanych technologii) mające na celu osiągnięcie poprawnej symulacji proponowanego systemu pod względem technicznym i procesowym. Procedura debugowania pozwoliła na opracowanie modelu, który w wysokim stopniu rzetelności pozwala symulować wszelkie zjawiska wymiany masy i energii zachodzące w systemie oraz wszelkie więcej lub mniej znaczące interakcje pomiędzy poszczególnymi komponentami mające wpływ na działanie urządzeń i kompleksowego systemu. Egzemplifikacją tego podejścia jest na przykład uwzględnienie w modelu wpływu konsumpcji energii elektrycznej nawet najmniej istotnych urządzeń (takich jak pompy obiegowe w obrębie obiegu pierwotnego silnika) na całościową konsumpcję energii elektrycznej na potrzeby własne, i zarazem na użytecznie wyprodukowaną moc elektryczną przez instalację kogeneracyjną.

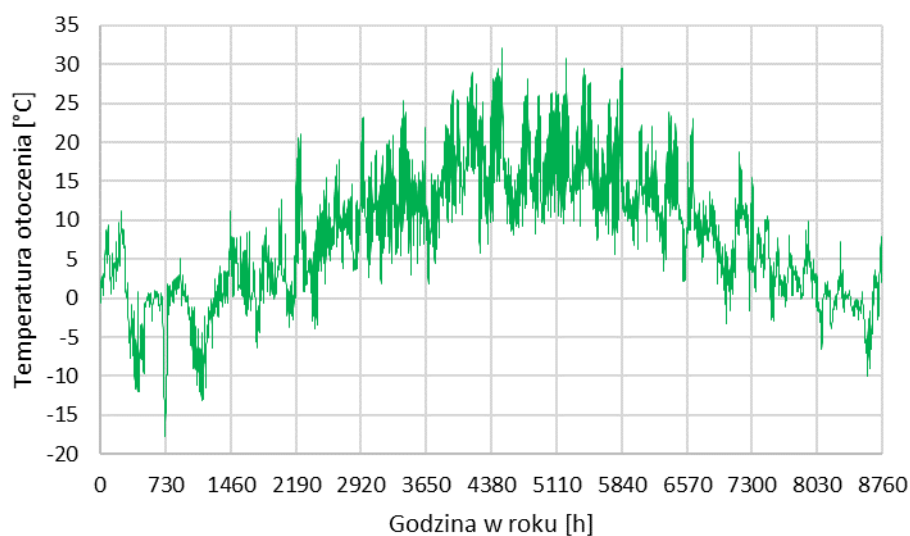
Opracowany model numeryczny opiera się na skonkretyzowaniu w środowisku modelowym TRNSYS 18 opisanych opisanej powyżej technologii. W szczególności, w celu realizacji poprawnego merytorycznie i pod względem funkcjonowania modelu numerycznego opracowanej technologii, który odzwierciedla proponowany docelowy system elektrociepłowni, wykorzystano komponenty wbudowane w bibliotekę oprogramowania, kalkulatory obliczeniowe do przeprowadzenia obliczeń pomocniczych oraz opracowane we własnym zakresie komponenty symulacyjne.

Procedura symulacji przeprowadzona dla zastosowanej technologii (systemu) wymagała ustawienia głównych parametrów silnika symulacyjnego oprogramowania TRNSYS dotyczących dyskretyzacji czasu. Wszelkie symulacje wykonane w ramach opracowania technologii wykonane zostały na

podstawie czasu trwania symulacji równym 3 lat (2023 – 2025), czyli z ustawieniem czasu rozpoczęcia i zakończenia symulacji odpowiednio na 0 i 26304 godzin. W celu osiągnięcia wysokiej rozdzielczości wyników dynamicznych symulacji, osiągnięcia zbieżności w symulacji oraz określenia szczegółowych harmonogramów działania sprzętu w instalacji (podajniki, pompy, itd.), krok czasowy ustawiony został na 2,5 minuty.

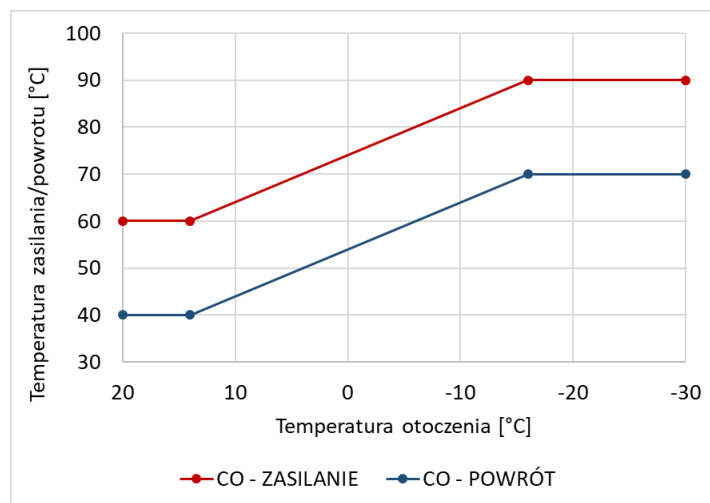
Lokalizacją proponowanego rozwiązania stanowi miasto Siemiatycze, zlokalizowane w województwie podlaskim, dla którego w celu symulacji danych pogodowych zastosowano zadane warunki w ramach przedsięwzięcia konkursowego. Niestety z braku możliwości pozyskania zmierzonych danych pogodowych dla wybranej lokalizacji zastosowano dostępne dane ogólne historyczne. Dane domyślne porównane zostały w stosunku do tych obecnych na ogólnodostępnym portalu PVgis dla lokalizacji Siemiatycze, aby zweryfikować czy obliczone wyniki w ramach działań symulacyjnych opierają się o dane pogodowe przedstawiające warunki wybranej lokalizacji. Analiza wykazała, że dane są do siebie podobne, oraz że te domyślne w dobrym stopniu przedstawiają charakterystykę lokalnych warunków pogodowych. Różnica średnich rocznych temperatur pomiędzy domyślnymi danymi i tych z portalu PVgis wynosi $-0,58\text{ }^{\circ}\text{C}$, z kolei

dla okresu zimowego ta sama różnica wynosi $0,11\text{ }^{\circ}\text{C}$. Przebieg temperatury otoczenia w ciągu roku dla zastosowanych danych pogodowych przedstawiono na poniższym rysunku.



Rysunek 17 Temperatura otoczenia w ciągu roku dla zastosowanych danych pogodowych.

Zapotrzebowanie na ciepło sieci ciepłowniczej określone zostało na podstawie informacji udostępnionych przez zakład zarządzający siecią w Siemiatyczach, oraz danych historycznych dotyczących konsumpcji ciepła sieci. Temperatury zasilania i powrotu dla krzywej grzewczej sieci są równe $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ i $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ oraz $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ i $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ odpowiednio dla temperatur otoczenia $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$ i $14\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Rysunek 2).



Rysunek 18 Temperatura otoczenia w ciągu roku dla zastosowanych danych pogodowych.

Współczynniki zapotrzebowania budynków na ciepło na jednostkę powierzchni każdej podsieci określone zostały na podstawie średnich wartości konsumpcji ciepła na CO i CWU dla ostatnich trzech lat (2019-2021). Obliczone zostały współczynniki zapotrzebowania jednostkowego na ciepło w taki sposób, aby według zadanej metody obliczeniowej zapotrzebowania całościowa konsumpcja ciepła była równa tej wynikającej z 3-letniej wartości średniej. Zadana metoda obliczeniowa zapotrzebowania godzinowego została sprawdzona wobec dostępnych miesięcznych danych historycznych nie wykazując znaczących różnic. Dla obiegów grzewczych Tarasy II (12 519 m²), Szpitalna (5 868 m²) i Hala Widowiskowa (2 950 m²) zastosowano współczynnik zapotrzebowania na ciepło równy odpowiednio 92,17, 109.582 i 20.47 kWh/m²/rok.

W opracowanym modelu technologii zastosowane zostały następujące główne komponenty:

- jednostki kogeneracyjne w elektrociepłowni: dwie jednostki biogazowe oparte na wewnętrznym tłokowym silniku spalinowym o pojedynczej mocy elektrycznej 250 i 249 kW i mocy cieplnej równej 275 kW (przy odzysku ciepła z płaszczu silnika i ze spalin). Obydwie jednostki posiadają nominalną sprawność elektryczną na poziomie 40,4 % oraz stosunek mocy elektrycznej do mocy cieplnej równy 91%. Urządzenia posiadają zużycie paliwa na poziomie 123,8 m³/h przy użyciu biogazu charakteryzującym się wartością opałową równą 5.0 kWh/m³;
- jednostka kogeneracyjna w biogazowni: jednostka biogazowa oparta na wewnętrznym tłokowym silniku spalinowym o pojedynczej mocy elektrycznej 100 kW i mocy cieplnej równej 120 kW (przy odzysku ciepła z płaszczu silnika i ze spalin). Jednostka posiada nominalną sprawność elektryczną na poziomie 35,9 % oraz stosunek mocy elektrycznej do mocy cieplnej równy 83 %. Urządzenia posiadają zużycie paliwa na poziomie 55,7 m³/h przy użyciu biogazu charakteryzującym się wartością opałową równą 5.0 kWh/m³;

- zbiornik fermentacyjny (fermentor) i dofermentacyjny (dofermentor): zbiorniki na proces wytworzenia biogazu o cylindrycznym kształcie o wymiarze średnicy 22 m i wysokości 6 m zbudowany z betonu zbrojonego. Grubość ścian betonowych jest równa 25 cm, z kolej izolacja termiczna wykonana z polistyrolu XPS posiada grubość 8 cm. Każdy zbiornik jest wyposażony w membranę pokrywającą jego górną część i stanowiącą magazyn dla produkowanego biogazu. Każdy zbiornik zapewnia pojemność do 1558 m³ biogazu;

- proces fermentacyjny: komponent opracowany został w celu obliczenia produkcji biogazu w czasie w zależności od parametrów dotyczących wytwarzania biogazu różnych substratów i ich mieszanek. Produkcja biogazu jest zależna od procesu zasilania substratem fermentatora w danym momencie w czasie. W szczególności, komponent opiera się na założeniu, że całkowita produkcja biogazu w danym momencie w czasie jest wynikiem produkcji biogazu wynikającej z masy substratu dostarczonej do fermentatora w każdym kroku czasowym poprzedzającym wybrany moment w czasie. Komponent oblicza skumulowaną produkcję biogazu w funkcji czasu na podstawie produkcji biogazu wywołanej przez poszczególne masy substratu dostarczonego do fermentatora. Produkcja biogazu dla każdej instancji zasilania została określona stosując dostępny w literaturze naukowej literaturze model zwany Monod-kinetic lub zmodyfikowana wersja funkcji Gomperta. Dla zasilania biogazowni zastosowano dwa rodzaje substratów, kiszonkę kukurydzy i gnojowice bydłącą.

Na podstawie tak szczegółowego podejścia symulacyjnego opracowano obliczenia na podstawie których określono wartości parametrów konkursowych takich jak LCOH, efektywność ekonomiczna i udział OZE.

Tabela 27 Wyniki analizy średniego kosztu ciepła - LCOH

LCOH	PLN/MWh	224,94 zł
	PLN/GJ	62,48 zł

Tabela 28 Wyniki analizy efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii

Efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii	4 490 750,47 zł	PLN/ok 3 lata
--	------------------------	----------------------

W przypadku udziału OZE w demonstratorze technologii, na podstawie wskazanej procedury obliczeniowej zidentyfikowano w modelu niezbędne strumienie energii do przeprowadzenia szczegółowego obliczenia tego parametru. Zgodnie z detalami wskazanego sposobu weryfikacji parametru, określającymi energię OZE pochodzącą z biogazu jako sumę energii cieplnej i elektrycznej uzyskanych z biogazu pochodzącego z produkcji własnej które są wykorzystane na potrzeby produkcji ciepła, zidentyfikowano następujące komponenty składu tej energii:

- $E_{e,elektr}$: energia elektryczna skonsumowana w elektrociepłowni przez komponenty pomocnicze (pompy, chłodnia wentylatorowa) na poczet produkcji energii elektrycznej i ciepłej przez jednostki kogeneracyjne i pochodząca z działania jednostek kogeneracyjnych [MWh];
- $E_{e,biogz}$: energia elektryczna skonsumowana w biogazowni przez urządzenia w zakresie procesu technologicznego produkcji biogazu (pompy, mieszadła, podajnik, oczyszczacz biogazu, itd.), która jest wyprodukowana przez jednostkę kogeneracyjną w biogazowni - energia ta jest wymagana do produkcji biogazu i zarazem ostatecznie ciepła dostarczonego do użytkowników sieci ciepłowniczej [MWh];
- $E_{t,fer}$: ciepło dostarczone do fermentatora przez jednostkę kogeneracyjną w biogazowni do celu produkcji biogazu [MWh];
- $E_{t,dof}$: ciepło dostarczone do dofermentora przez jednostkę kogeneracyjną w biogazowni do celu produkcji biogazu [MWh];
- $E_{th,CHP250,siec}$: ciepło dostarczone do sieci przez jednostkę kogeneracyjną w elektrociepłowni o mocy elektrycznej 250 kW [MWh];
- $E_{th,CHP249,siec}$: ciepło dostarczone do sieci przez jednostkę kogeneracyjną w elektrociepłowni o mocy elektrycznej 249 kW [MWh];
- $E_{t,boil}$: ciepło dostarczone do sieci przez biogazowy kocioł szczytowy [MWh].

W celu pełnego i poprawnego określenia wartości udziału OZE, wzięto pod uwagę też ciepło dostarczone do sieci ciepłowniczej przez wszystkie trzy podgrzewacze pomocnicze w obrębie każdej symulowanej sieci ciepłowniczej - $E_{t,podgrz}$ [MWh]. Założono, że ten rodzaj energii pochodzi ze źródeł nieodnawialnych i jest dostarczony przez istniejącą infrastrukturę kotłowni zasilającą sieć ciepłowniczą.

Wartości każdej energii zostały określone w procesie symulacji dynamicznej za pomocą całek obliczających energie na podstawie przebiegu odpowiednich mocy w systemie – energie roczne obliczone zostały na podstawie całek z cyklem całkowania równym 1 godzina w oprogramowaniu TRNSYS, z kolei wartości godzinowe zsumowane zostały w celu określenia całkowitych wartości energii w oprogramowaniu Excel. Obliczenia zostały przeprowadzone dla dwóch okresów czasowych dla których według wytycznych jest możliwe określenie udziału OZE, mianowicie: 1) 1 kwietnia 2024 – 31 marca 2025 i 2) 1 kwietnia 2025 – 31 marca 2026. Wyniki umieszczone zostały w poniższej tabeli (wartości umieszczone w tabeli zostały zaokrąglone do dwóch cyfr po przecinku).

Tabela 29 Energie wykorzystane do obliczenia udziału OZE.

	OZE [MWh]							CZARNA [MWh]	Udział OZE [%]
	$E_{e,elektr}$	$E_{e,biogz}$	$E_{t,fer}$	$E_{t,dof}$	$E_{th,CHP250,siec}$	$E_{th,CHP249,siec}$	$E_{t,boil}$	$E_{t,podgrz}$	
1/4/2024 – 31/3/2025	154.20	428.12	820.01	222.26	1243.72	1237.60	181.42	0.07	100.00

1/4/2025 – 31/3/2026	55.89	428.12	820.05	222.31	1242.82	1236.88	183.04	0.10	100.00
-------------------------	-------	--------	--------	--------	---------	---------	--------	------	--------

Warto zauważyć, że w każdym okresie jednego roku wyniki wskazują na spełnienie warunku udziału OZE na poziomie 100.00 %, ze względu na znikome wartości energii dostarczanych przez podgrzewacze pomocnicze – można stwierdzić, że obliczone wartości mieszczą się w granicy błędu modelowego/obliczeniowego. Dodatkowo, na podstawie danych w tabeli powyżej można stwierdzić, że nawet przy uwzględnieniu wyłącznie ciepła dostarczonego przez jednostki kogeneracyjne i kocioł szczytowy do sieci ciepłowniczej oraz ciepła pochodzącego z podgrzewaczy pomocniczych, czyli zastosowaniu mniej rygorystycznej metody obliczeniowej udziału OZE w stosunku do tej opisanej powyżej, parametr ten pozostaje wciąż równy 100.00 %.

Biorąc pod uwagę specyfikę opracowanego modelu numerycznego, obliczenia przeprowadzone w oprogramowaniu TRNSYS bazowały się na określeniu strumieni energii (moc cieplna i elektryczna) każdego komponentu wchodzącego w skład opracowanego modelu: pompy obiegowe, orurowanie, jednostki kogeneracyjne, zbiorniki, urządzenia biogazowni, itd. Niektóre moce, i zarazem energie, zostały zagregowane tak aby obliczyć całkowite moce niektórych grup urządzeń, takich jak mieszadła w biogazowni, pompy szlamowe, itp., w celu oszacowania ich konsumpcję lub generację energii w sposób całościowy. Ponadto, w symulacji obliczono produkcję i szczegółową konsumpcję biogazu poszczególnych urządzeń systemu, oraz podane ilości substratów podanych do procesu fermentacji w biogazowni.

Ze względu na szczegółową i rozbudowaną metodę obliczeniową ekonomicznych parametrów konkursowych, nie prowadzono obliczeń dotyczących efektywności energetycznej i LCOH, w przeciwieństwie dodano obliczenie udziału OZE, ze względu na jego proste sformułowanie, bazujące się na kilku wartościach energii.

Mając na celu przedstawienie głównych obliczeń zrealizowanych w oprogramowaniu TRNSYS, w poniższej tabeli przedstawiono główne strumienie energii, objętości biogazu i masy dostarczonych substratów do procesu fermentacji, obliczone w trakcie symulacji w ujęciu 3-letnim. Wartości energii pojedynczych komponentów systemu są dostępne w plikach wynikowych symulacji – nie podano w niniejszym dokumencie wszystkich wartości energii ze względu na ich dużą liczbę oraz ze względu na fakt że nie są one niezbędne w celu przedstawienia głównych wyników symulacji i demonstratora. Podane główne energie są następujące:

- $E_{t,CHP250}$: ciepło wyprodukowane przez jednostkę kogeneracyjną o nominalnej mocy elektrycznej 250 kW [MWh];
- $E_{t,CHP250,rozpr}$: ciepło wyprodukowane w nadwyżce przez jednostkę kogeneracyjną o nominalnej mocy elektrycznej 250 kW i rozproszone przez chłodnie wentylatorową jednostki [MWh];

- $E_{t,CHP249}$: ciepło wyprodukowane przez jednostkę kogeneracyjną o nominalnej mocy elektrycznej 249 kW [MWh];
- $E_{t,CHP249,rozpr}$: ciepło wyprodukowane w nadwyżce przez jednostkę kogeneracyjną o nominalnej mocy elektrycznej 249 kW i rozproszone przez chłodnie wentylatorową jednostki [MWh];
- $E_{t,CHP100}$: ciepło wyprodukowane przez jednostkę kogeneracyjną o nominalnej mocy elektrycznej 100 kW [MWh];
- $E_{t,CHP100,rozpr}$: ciepło wyprodukowane w nadwyżce przez jednostkę kogeneracyjną o nominalnej mocy elektrycznej 100 kW i rozproszone przez chłodnie wentylatorową jednostki [MWh];
- $E_{t,boil}$: ciepło wyprodukowane przez biogazowy kocioł szczytowy w elektrociepłowni i oddane do sieci ciepłowniczej [MWh];
- $E_{t,CHP,siec}$: ciepło oddane przez instalację kogeneracyjną elektrociepłowni [MWh];
- $E_{t,stat,siec}$: straty ciepła sieci ciepłowniczej [MWh];
- $E_{t,podgrz}$: ciepło dostarczone przez podgrzewacze pomocnicze w modelu sieci ciepłowniczej [MWh];
- $E_{t,CWU}$: ciepło w postaci ciepłej wody użytkowej oddane do użytkowników sieci ciepłowniczej [MWh];
- $E_{t,CO}$: ciepło w postaci centralnego ogrzewania oddane do użytkowników sieci ciepłowniczej [MWh];
- $E_{t,sprzhyd,elektr}$: straty ciepła w sprzęgle hydraulicznym w elektrociepłowni [MWh];
- $E_{t,sprzhyd,biogz}$: straty ciepła w sprzęgle hydraulicznym w biogazowni [MWh];
- $E_{e,brutto,CHP250}$: energia elektryczna wyprodukowana brutto przez jednostkę kogeneracyjną o nominalnej mocy elektrycznej 250 kW [MWh];
- $E_{e,brutto,CHP249}$: energia elektryczna wyprodukowana brutto przez jednostkę kogeneracyjną o nominalnej mocy elektrycznej 249 kW [MWh];
- $E_{e,netto,CHP,elektr}$: energia elektryczna netto wyprodukowana przez jednostki kogeneracyjne w elektrociepłowni i oddana do sieci elektroenergetycznej [MWh];
- $E_{e,elektr}$: energia na potrzeby własne instalacji elektrociepłowni [MWh];
- $E_{e,elektr,siec,e}$: energia elektryczna pobrana z sieci elektroenergetycznej dla potrzeb elektrociepłowni [MWh];
- $E_{e,brutto,CHP100}$: energia elektryczna wyprodukowana brutto przez jednostkę kogeneracyjną o nominalnej mocy elektrycznej 100 kW [MWh];
- $E_{e,netto,CHP,biogz}$: energia elektryczna netto wyprodukowana przez jednostkę kogeneracyjną w biogazowni i oddana do sieci elektroenergetycznej [MWh];
- $E_{e,biogz}$: energia na potrzeby własne instalacji biogazowni [MWh];
- $E_{e,biogz,siec,e}$: energia elektryczna pobrana z sieci elektroenergetycznej dla potrzeb biogazowni [MWh];
- V_{prod} : objętość wyprodukowanego biogazu [m^3];
- V_{CHP250} : konsumpcja biogazu jednostki kogeneracyjnej o nominalnej mocy elektrycznej 250 kW [m^3];
- V_{CHP249} : konsumpcja biogazu jednostki kogeneracyjnej o nominalnej mocy elektrycznej 249 kW [m^3];

- V_{CHP100} : konsumpcja biogazu jednostki kogeneracyjnej o nominalnej mocy elektrycznej 100 kW [m^3];
- V_{boil} : konsumpcja biogazu biogazowego kotła szczytowego [m^3];
- V_{nadw} : nadwyżka wyprodukowanego biogaz w stosunku do konsumpcji [m^3];
- M_{gnojw} : masa substratu gnojowicy bydłej dostarczonej do procesu fermentacji [Mg];
- M_{kiszkuk} : masa substratu kiszonki kukurydzy bydłej dostarczonej do procesu fermentacji [Mg].

Tabela 30 Energie, objętości biogazu i masy substratu w ujęciu 3-roczonej symulacji.

$E_{t,\text{CHP250}}$ [MWh]	$E_{t,\text{CHP250,rozpr}}$ [MWh]	$E_{t,\text{CHP249}}$ [MWh]	$E_{t,\text{CHP249,rozpr}}$ [MWh]	$E_{t,\text{CHP100}}$ [MWh]	$E_{t,\text{CHP100,rozpr}}$ [MWh]	$E_{t,\text{boil}}$ [MWh]	$E_{t,\text{CHP,sieć}}$ [MWh]
7072.73	3341.34	7042.34	3329.07	3295.04	175.63	547.25	7466.26
$E_{t,\text{strat,sieć}}$ [MWh]	$E_{t,\text{podgrz}}$ [MWh]	$E_{t,\text{CWU}}$ [MWh]	$E_{t,\text{CO}}$ [MWh]	$E_{t,\text{sprzhyd,elektr}}$ [MWh]	$E_{t,\text{sprzhyd,biogz}}$ [MWh]	$E_{e,\text{brutto,CHP250}}$ [MWh]	$E_{e,\text{brutto,CHP249}}$ [MWh]
533.22	0.29	1926.05	5571.81	5.43	4.65	6544.50	6518.32
$E_{e,\text{netto,CHP,elektr}}$ [MWh]	$E_{e,\text{elektr}}$ [MWh]	$E_{e,\text{elektr,sieć,e}}$ [MWh]	$E_{e,\text{brutto,CHP100}}$ [MWh]	$E_{e,\text{netto,CHP,biogz}}$ [MWh]	$E_{e,\text{biogz}}$ [MWh]	$E_{e,\text{biogz,sieć,e}}$ [MWh]	V_{prod} [m^3]
12599.86	462.96	0.00	2617.30	1331.76	1299.16	13.61	8642068.99
V_{CHP250} [m^3]	V_{CHP249} [m^3]	V_{CHP100} [m^3]	V_{boil} [m^3]	V_{nadw} [m^3]	M_{gnojw} [Mg]	M_{kiszkuk} [Mg]	
3240891.37	3240891.37	1457884.60	140319.32	561440.73	16634.65	33439.00	

Powyższe dane w okresie 3-rocznym przedstawiają kompleksowe działanie opracowanej technologii kogeneracyjnej podczas całego symulowanego okresy czasowego, jednak, warto też przedstawić dla proponowanego systemu wyniki działania dla typowego okresu czasowego pomiędzy cyklami sezonu chłodniczego. Na tej podstawie, opracowano bilanse ciepła i energii elektrycznej w ujęciu rocznym dla okresu pomiędzy 1 kwietnia 2024 do 31 marca 2025 roku. W opracowanych bilansach wykorzystano następującą dodatkową wartość energii obliczoną za pomocą symulacji dynamicznej:

- $E_{t,\text{CHP100,biogz}}$: ciepło dostarczone przez jednostkę kogeneracyjną o nominalnej mocy elektrycznej 100 kW do biogazowni w celu ogrzewania fermentora i dofermentora.

W opracowanych bilansach ciepła dodatkowo uszczegółowiono straty i konsumpcję ciepła dla poszczególnych sieci ciepłowniczych (sieć1, sieć2 i sieć3)

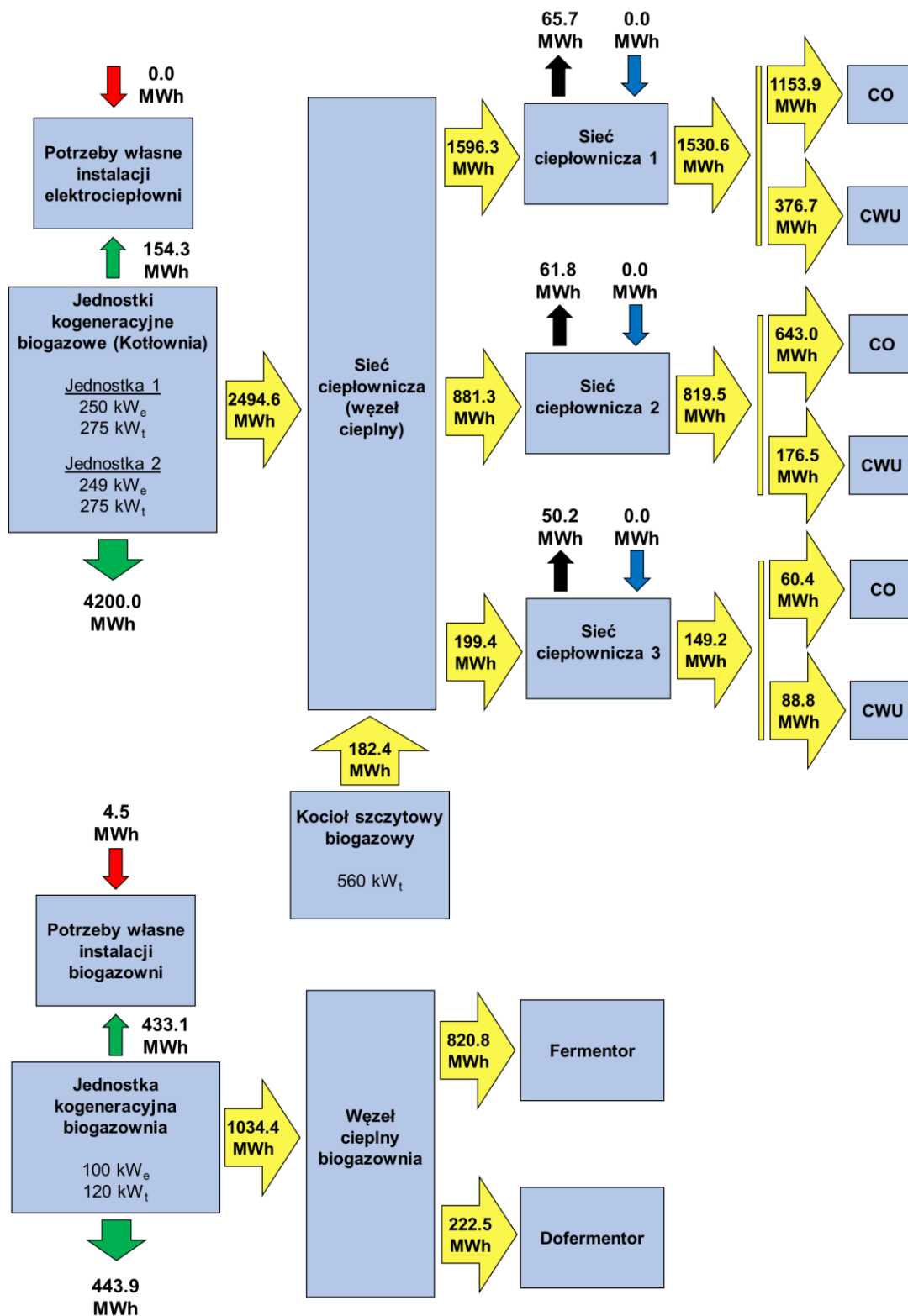
Bilans roczny ciepła i energii elektrycznej w demonstratorze obliczony na podstawie wyników z symulacji przedstawiony został odpowiednio poniższych tabelach.

Tabela 31 Bilans ciepła w demonstratorze w okresie pomiędzy 1 kwietnia 2024 do 31 marca 2025 roku.

Produkcja ciepła						
$E_{t,\text{CHP250}}$ [MWh]	$E_{t,\text{CHP249}}$ [MWh]	$E_{t,\text{CHP100}}$ [MWh]	$E_{t,\text{boil}}$ [MWh]	$E_{t,\text{podgrz,sieć1}}$ [MWh]	$E_{t,\text{podgrz,sieć2}}$ [MWh]	$E_{t,\text{podgrz,sieć3}}$ [MWh]

2355.42	2345.29	1097.35	181.42	0.04	0.02	0.01	
Konsumpcja/straty ciepła							
$E_{t,CHP250,rozpr}$ [MWh]	$E_{t,CHP249,rozpr}$ [MWh]	$E_{t,CHP100,rozpr}$ [MWh]	$E_{t,sprzhyd,elektr}$ [MWh]	$E_{t,sprzhyd,biogz}$ [MWh]	$E_{t,strat,siec1}$ [MWh]	$E_{t,strat,siec2}$ [MWh]	$E_{t,strat,siec3}$ [MWh]
1113.14	1109.14	58.63	1.81	1.55	65.61	61.76	50.19
$E_{t,CWU,siec1}$ [MWh]	$E_{t,CWU,siec2}$ [MWh]	$E_{t,CWU,siec3}$ [MWh]	$E_{t,CO,siec1}$ [MWh]	$E_{t,CO,siec2}$ [MWh]	$E_{t,CO,siec3}$ [MWh]	$E_{t,fer}$ [MWh]	$E_{t,dof}$ [MWh]
376.36	176.39	88.68	1151.89	641.83	60.29	820.01	222.26

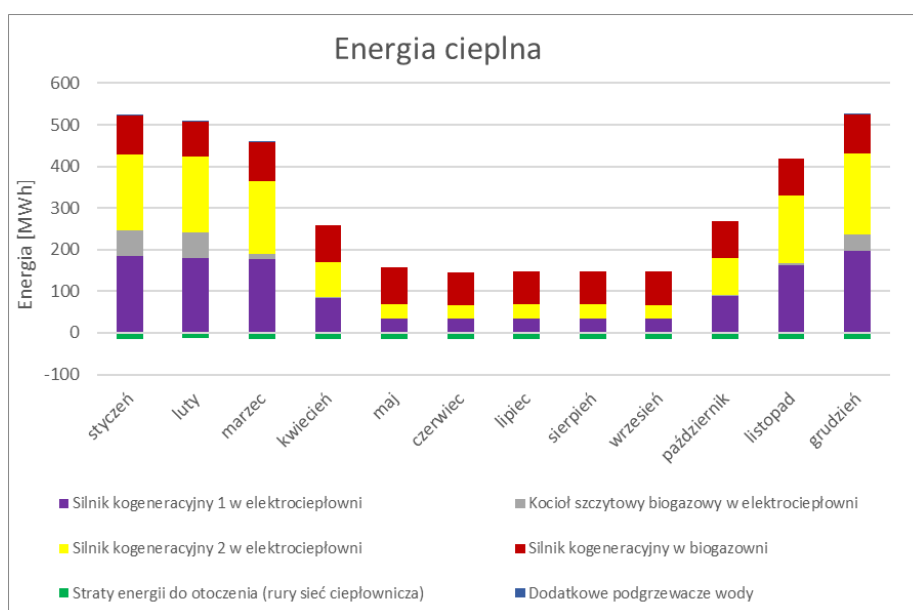
Warto zauważyć, że względu na omówioną w punkcie 3.1 specyfikę obliczeń numerycznych wykonanych w symulacji dynamicznej, istnieje znikoma różnica pomiędzy ciepłem wyprodukowanym i skonsumowanym/straconym – w analizowanym przypadku wynosi ona -0.33 % w stosunku do ciepła wyprodukowanego. Ze względu na znikomą wartość tej różnicy w stosunku do globalnych wartości energii można stwierdzić, że jest ona pomijalna.



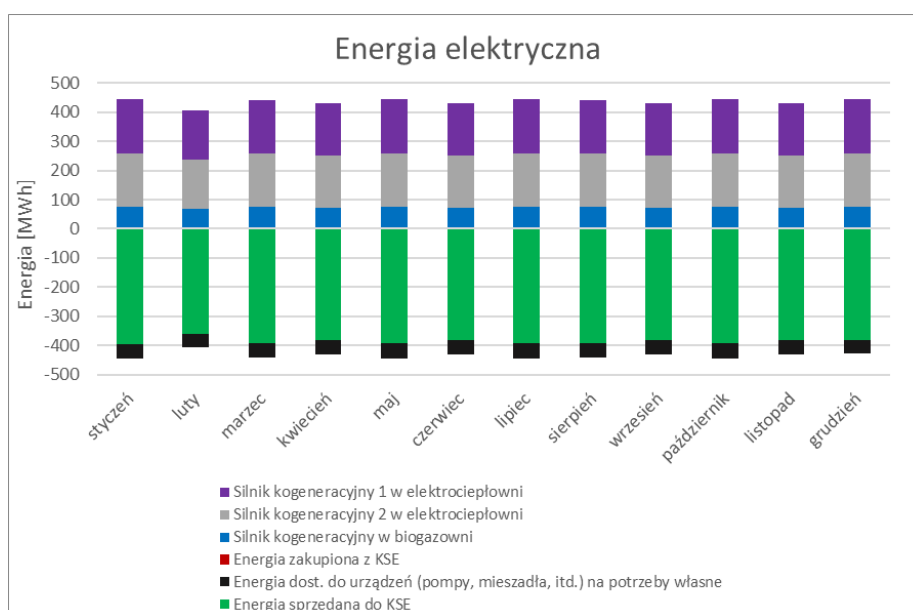
Rysunek 19 Uśredniony roczny bilans energii elektrociepłowni z całego analizowanego okresu symulacji

Tabela 32 Bilans energii elektrycznej w demonstratorze w okresie pomiędzy 1 kwietnia 2024 do 31 marca 2025 roku.

Produkcja energii elektrycznej i pobranie z sieci elektroenergetycznej				
$E_{e,brutto,CHP250}$ [MWh]	$E_{e,brutto,CHP249}$ [MWh]	$E_{e,brutto,CHP100}$ [MWh]	$E_{e,elektr,siec,e}$ [MWh]	$E_{e,biogz,siec,e}$ [MWh]
2179.50	2170.78	871.63	0.00	4.54
Konsumpcja energii elektrycznej i sprzedaż do sieci elektroenergetycznej				
$E_{e,elektr}$ [MWh]	$E_{e,biogz}$ [MWh]	$E_{e,netto,CHP,elektr}$ [MWh]	$E_{e,netto,CHP,biogz}$ [MWh]	
154.20	432.66	4196.09	443.51	



Wykres 1 Udział poszczególnych źródeł w dostarczonej energii cieplnej.



Wykres 2 Udział poszczególnych źródeł w dostarczonej energii elektrycznej.

10. Bezpieczeństwo

Założenia do planowanego demonstratora zostały przygotowane w oparciu o najlepszą dostępną wiedzę zarówno dostawcy technologii, jak również profesjonalnego podmiotu zajmującego się eksploatacją źródła identycznego typu jak demonstrator. Dodatkowo podmiot ten dostarcza również ciepło do rozproszonych na terenie miasta punktów odbioru – zatem doskonale zna specyfikę związaną z zależnością biogazownia – dostarczanie ciepła. Praktycznie technologie biogazowa jest na tyle dobrze dopracowaną technologią sprawdzoną w wielu obiektach, że doświadczenia pokazują jakie elementy są wrażliwe w procesie eksploatacji.

Jeżeli na etapie realizacji zastosowano właściwą technologię i w ramach zakupów materiałów oraz realizacji usług nie poszukiwano złudnych oszczędności – z punktu widzenia technologii ryzyko ograniczone jest do minimum.

Odrębną kwestią jest eksploatacja, która najczęściej zawodzi w obsłudze technologii. Błąd ludzki i zaniedbania w zakresie zasobów technologicznych oraz niewłaściwy nadzór nad pracą jednostki oraz na etapie dostarczania substratów może powodować stany awaryjne. Zdarzają się przypadki zatrzymań mieszadeł, blokowanie podajników, awarie układów kogeneracyjnych, nieszczelności instalacji. Katalog tych elementów wpływających na bezpieczeństwo rozumiane jako nieprzerwana praca instalacji jak wspomniano zależy od człowieka.

W przypadku zatrzymań podajników, mieszadeł, nieszczelności to najczęściej jest to spowodowane niewłaściwym nadzorem i podawaniem do zasobników substratów zanieczyszczonych – zawierających ciała obce mogące negatywnie wpłynąć na pracę urządzeń. W zakresie nieszczelności i układów połączeń raczej nie występują wady materiałowe tylko na etapie montażu mogą wystąpić uchybienia w zakresie technologii montażu. Przykład konsorcjanta niniejszego projektu „Biogazownia Michałowo” wskazuje na możliwość bezproblemowej pracy w długim okresie czasu. Przywoływana instalacja pracuje nieprzerwalnie od roku 2015 i poza standardowymi przerwami w pracy wynikającymi z serwisu układu CHP nie odnotowuje stanów awaryjnych mających istotne znaczenie dla procesów produkcji.

Odnosząc się do pracy samych układów kogeneracyjnych również warto podkreślić, że są to urządzenia pracujące raczej bezawaryjnie. Warto wspomnieć, że podstawowym warunkiem ich sprawności są dwa kryteria – serwis i jakość dostarczanego biogazu. W przypadku serwisu właściwa interpretacja i odczyt parametrów pracy pozwala z wyprzedzeniem podjąć działania zaradcze uprzedzające potencjalne stany awaryjne. Dla układów CHP chyba najistotniejszym parametrem wpływającym na pracę i samą trwałość jest jakość biogazu, a tak naprawdę zastosowana technologia oczyszczania biogazu i utrzymywanie we właściwych parametrach związków siarki. Znane są przypadki przedwczesnego zużycia silników biogazowych, gdyż na skutek zbyt dużego stężenia związków siarki

procesy spalania przebiegały w sposób nieodpowiedni niszcząc jednostki. Z układami kogeneracyjnymi jest dokładnie tak samo jak z silnikami spalinowymi aut – właściwy olej, czyste powietrze, paliwo dobrej jakości, wykonywanie czynności eksploatacyjnych na czas – to gwarancja długich przebiegów i lat bezawaryjnej eksploatacji. Oczywiście na tym etapie nie rozważane są tzw. błędy konstrukcyjne jednostek – choć w przypadku projektowania silników biogazowych proces przebiega inaczej niż w silnikach pojazdów spalinowych /efekt skali, częstotliwości zakupu, ceny produktu/. Ponadto myśląc o poprawnej eksploatacji każdy operator posiada podręczny zestaw części zużywających się np.: świece zapłonowe, filtry, paski przenoszące napęd pomiędzy urządzeniami.

Konkludując powyższe nie zidentyfikowano znaczących zagrożeń w zakresie samej technologii produkcji.

Bardzo ważnym – wręcz determinującym czynnikiem powodzenia przedsięwzięcia polegającego ba budowie i eksploatacji biogazowni jest kwestia substratów tj. dostaw paliwa. Łańcuch logistyczny powinien po pierwsze opierać się na rzetelnych dostawcach na tyle dużych by zapewniony był stały dostęp substratów o porównywalnym strumieniu masowym i jakościowym. Ponadto warto również niezależnie zadbać o dywersyfikację dostaw spotowych, dzięki czemu potencjalne chwilowe przerwanie podstawowego strumienia dostaw może zostać uzupełnione kontraktem awaryjnym.

Rozpatrując sam model demonstratora – jak wspomniano zdecydowano się na dywersyfikację jednostek tj. dwie jednostki o mniejszej mocy zamiast jednej /1 x 250 CHP + 1 x 249 CHP/. Taki dobór po pierwsze pozwala na pracę szczytową w okresie grzewczym, natomiast poza okresem szczytowym można sterować pracą jednostek na zmianę i dokonywać czynności serwisowych bez pogorszenia parametrów jakościowych dostarczanego ciepła zgodnie z zapotrzebowaniem systemu. Dodatkowo w prezentowanym rozwiązaniu zdecydowano się na uzupełnienie komponentów kotłem szczytowym na biogaz o mocy 560 kW, który po pierwsze może wejść do pracy w szczycie, ale może również poza szczytem pracować na system. Zatem prawdopodobieństwo technicznej usterki grożącej odstawieniem wszystkich jednostek w tym samym czasie praktycznie nie powinno wystąpić.

W przypadku samej biogazowni zdecydowano się na zastosowanie jednego układu CHP o mocy 100 kW pracującego na potrzeby własne zarówno elektryczne, jak również ciepłe. Jednocześnie biogazownia będzie przyłączona do sieci elektroenergetycznej i w przypadku ewentualnego odstawienia jednostki pod względem elektrycznym zostanie dostarczona poprzez sieć dystrybucyjną energia z zewnątrz. Przy czym należy podkreślić, że będzie to również energia z OZE, gdyż przy dostępnych możliwościach prawnych i technicznych po prostu zostanie przebilansowana energia wyprodukowana w jednostkach CHP zlokalizowanych w kotłowni.

Odrębną kwestią jest pokrycie potrzeb ciepłych i utrzymanie ciągłości procesu. Po raz kolejny powołując się na doświadczenia Biogazowni Michałowo nie wystąpiły od roku 2015 takie czynniki, które zaburzyły proces produkcji ciepła. Izolacyjność termiczna zbiorników i naturalne w trakcie

procesu fermentacji ciepło sprawia, że w przypadku temperatur zewnętrznych na poziomie ok. 5 stopni Celsjusza przez dobę temperatura w zbiorniku fermentacyjnym spadnie o ok. 0,5 stopnia Celsjusza. Zatem w ciągu 24 godzin nawet przy braku dostawy ciepła proces produkcji biogazu nie zostanie przerwany. Przy odpowiednich umowach serwisowych zakładających reakcję serwisu i naprawę w ciągu 24 godzin od zgłoszenia nie zachodzi uzasadniona obawa o bezpieczeństwo technologii instalacji. Dodatkowo dostawca technologii oraz podmiot eksploatujący instalację na bieżąco monitoruje pracę urządzeń mając czas na wychwycenie stanów mogących skutkować awarią. Być może w kolejnych latach eksploatacji zostanie zastosowane awaryjne źródło ciepła, na tym etapie konfigurację należy uznać za wystarczającą.

11. Informacje dodatkowe

Niezależnie od podstawowego celu transformacji energetycznej jednostek samorządu terytorialnego opierającej się na rozbudowie układów przesyłowych ciepła oraz działań towarzyszących i sprzyjających na rzecz wytwórców ciepła systemowego, władze powinny zmierzać do zrównoważonego rozwoju z uwzględnieniem standardów rozproszonej energetyki odnawialnej. Jako uzupełnienie strategii i niezależnie od decyzji o rozbudowie sieci i źródeł powinny dążyć do zwiększania udziału OZE w zaspokajaniu potrzeb energetycznych mieszkańców. Plany odpowiedzialnej lokalnej gospodarki energetycznej powinny obejmować również:

- Promowanie w obiektach, gdzie prowadzenie sieci będzie nieuzasadnione ekonomicznie lub nie będzie możliwości przyłączenia budynku alternatywnych źródeł ciepła – głównie pomp ciepła skorelowanych z instalacjami fotowoltaicznymi i lub magazynami energii;
- Tworzenie dogodnych warunków dla potencjalnych inwestorów do budowy na terenie Gminy biogazowni i farm fotowoltaicznych /dodatkowe źródła dla zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło na potrzeby sieci/;
- Zagospodarowanie nieruchomości Gminnych do budowy większych instalacji fotowoltaicznych do produkcji energii na potrzeby własne,
- Aktywną pomoc mieszkańcom poprzez programy parasolowe, kampanie informacyjne zmierzające do termomodernizacji obiektów w celu zmniejszenia zapotrzebowania na energię do ogrzewania,

Powodzenie ambitnych celów w dużej mierze będzie zależało od dostępności programów dofinansowań, choć uwzględniając cele określone w Polityce Energetycznej Polski 2040 właściwy klimat do transformacji energetycznej jest zauważalny. Fakt, że Gminy coraz częściej odpowiedzialnie podchodzą do potrzeb mieszkańców i zamierzają aktywnie uczestniczyć w transformacji dając dodatkowo impuls do inicjatyw powstawania lokalnej rozproszonej generacji OZE i alternatywnych źródeł stawia również Gminę Siemiatycze w czołówce gmin w Polsce. Niezależnie od trendów poprzez zielone światło do budowy demonstratora – Siemiatycze będą starały się wyznaczać nowe standardy tak by ochrona powietrza i klimatu na Podlasiu pozwoliła utrzymać walory środowiskowe dla kolejnych pokoleń.

Głównym przesłaniem niniejszego dokumentu nie jest wskazanie wszystkich rozwiązań tylko ukazanie kierunków zmian i celów do osiągnięcia. Neutralność klimatyczna i energetyczna jest możliwa do osiągnięcia tylko wymaga czasu i środków na realizację inwestycji. Państwo polskie szczególną rolę w zakresie rozwoju lokalnej energetyki upatruje w planowaniu energetycznym

„...Szczególną rolę we wdrażaniu polityki państwa w zakresie ciepłownictwa ma zaangażowanie władz samorządowych i lokalne planowanie energetyczne. Potrzeby ciepłe pokrywane są blisko miejsca zamieszkania, a rynki ciepła mają charakter lokalny. Dlatego konieczna jest większa aktywność gmin, powiatów oraz województw w zakresie lokalnego planowania energetycznego, którego celem jest racjonalne wykorzystywanie zasobów energetycznych, maksymalizacja efektywnego wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej, rozwój niskoemisyjnych źródeł i poprawa jakości powietrza. Planowanie powinno opierać się o realną współpracę jednostek samorządu terytorialnego, wykorzystując lokalne synergie i potencjał.”

W ramach działań zmierzających do poprawy jakości powietrza jasno zdefiniowany został cel jednostek samorządu terytorialnego. Wykorzystywanie do pokrycia zapotrzebowania na ciepło poprzez wykorzystywanie ciepła systemowego i stopniowe odłączanie rozproszonych źródeł niskiej emisji. Osiągnięcie celu zostało zdefiniowane, jako pokrycie do 2040 roku potrzeb ciepłych wszystkich gospodarstw domowych, jak również przemysłu, usług, odbiorców komercyjnych i biurowych przez ciepło zero lub niskoemisyjne.

Wskazano również, że nacisk zostanie położony na odejście od spalania węgla w gospodarstwach domowych na terenach miejskich do 2030 roku, natomiast na terenach wiejskich do 2040 roku. Przed samorządami otwierają się realne możliwości tworzenia systemów ciepłowniczych opartych na źródłach OZE, gdyż Rząd Polski zapowiada następujące zmiany :

- Aktywizację regionów w zakresie planowania energetycznego poprzez zmianę obowiązku wykonania dokumentów planistycznych w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- Budowę systemu zbierania danych do map ciepła,
- Zapewnienie warunków rozwoju ekologicznych i efektywnych systemów ciepłowniczych poprzez wsparcie finansowe, organizacyjne i prawne:
 - o Zwiększenia wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji,
 - o Zwiększenia wykorzystania OZE i odpadów w ciepłownictwie systemowym,
 - o Ucieplnienie elektrowni,
 - o Modernizacji i rozwoju systemów ciepłowniczych.
- Zapewnienie warunków zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego zwłaszcza poprzez:
 - o Uproszczenie procedur w obszarze prowadzenia inwestycji w zakresie ciepłowniczej infrastruktury sieciowej,

- o Zmianę modelu rynku ciepła i polityki taryfowej.

Wskazane powyżej czynniki sprzyjające rozwojowi projektów typu demonstrator – to pozytywny impuls dający szansę na ochronę klimatu. Niemniej jednak jak zwykle na drodze osiągnięcia celów jest ekonomia. W dalszym ciągu technologie OZE szczególnie biogazowe i biomasowe są stosunkowo drogie i pomimo faktu iż są to układy w pełni sterowalne ich ilość w polskim bilansie energetycznym jest niewystarczająca.

12. Dane Wykonawcy

Wykonawcą raportu jest konsorcjum następujących podmiotów:

- Agrikomp Polska spółka z o.o.;
- Kancelaria Doradztwa Rynku Energii Daniel Raczkiewicz;
- Zielona Energia Michałowo spółka z o.o.;
- Zielone Elektrociepłownie spółka z o.o..

Przy czym liderem konsorcjum jest **Kancelaria Doradztwa Rynku Energii Daniel Raczkiewicz**. W ramach prac korzystano także z udziału specjalistów w osobach:

Dr. Rafał Figaj – modelowanie numeryczne;

Marcin Rudnik – bilans ciepłowniczy.

12.1. Dane adresowe oraz rejestrowe

Kancelaria Doradztwa Rynku Energii Daniel Raczkiewicz

ul. gen. A. Kosińskiego 17/1

05-827 Grodzisk Mazowiecki

NIP 534 192 82 20, REGON 140123671

12.2. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej

Konsorcjum i jego lider Kancelaria Doradztwa Rynku Energii Daniel Raczkiewicz z założenia nie jest jednostką badawczą, stąd jako podmiot nie prowadził działalności badawczo – rozwojowej. Działalność gospodarcza prowadzona pod firmą wskazaną powyżej nie oznacza, że Daniel Raczkiewicz i członkowie zespołu nie uczestniczyli w projektach badawczych i rozwojowych. Zakres działalności, jak również udział w licznych projektach biznesowych lidera konsorcjum i uczestników sprawia, że posiadają doświadczenie z zakresu energetyki OZE, zarządzania energią, wykorzystywania technologii do rozwoju lokalnych systemów energetycznych.

Warto zaznaczyć, że każdy z uczestników niniejszego projektu w swojej działalności czynnie uczestniczył w procesach inwestycyjnych i wdrożeniowych technologii OZE. Nie bez znaczenia są również projekty związane z tworzeniem klastrów energii, analiz biznesowych wykorzystywania źródeł OZE w lokalnych systemach, doradztwo biznesowe w tworzeniu strategii energetycznych. Praktycznie wszyscy uczestnicy są aktywni na rynku energetycznym od ponad 10 lat, co pozwala stwierdzić, że są ekspertami w swoich dziedzinach.

Można wręcz zaryzykować stwierdzenie, że podmioty i osoby z kręgu biznesu mogą być bardziej wartościowe z uwagi na fakt, że często komercjalizacja podejścia badawczego kończy się niepowodzeniem jeżeli nie ma tzw. podejścia biznesowego. Duża ilość projektów badawczych w Polsce właśnie z tego powodu nie kończy się komercjalizacją, gdyż nawet najlepszy projekt badawczy może nie odpowiadać na zapotrzebowanie rynku i nie wychodzi poza „drzwi uczelni”.

12.3. opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej

Podobnie jak w pkt. 12.2 Kancelaria Doradztwa Rynku Energii Daniel Raczkiewicz nie posiada bogatego doświadczenia w zakresie branży ciepłowniczej, co jednak nie przekreśla Wykonawcy, gdyż pozostali uczestnicy wspierający Wykonawcę uczestniczyli w tego typu projektach.

Warto podkreślić, że projekty te były zbieżne z obecnym procesem badawczym tj. z technologią biogazową, sieciami ciepłowniczymi, zaspokajaniem pokrycia zapotrzebowania na ciepło i ciepłą wodę użytkową z OZE. W Polsce funkcjonują źródła i projekty w których uczestniczyli poszczególni członkowie dla przykładu:

- Biogazownia Michałowo I;
- Biogazownia Michałowo II;
- Sieć ciepłownicza Miasta Michałowo;
- Biogazowni Grzmiąca;
- Biogazownia Tragamin;
- Biogazownia Jarnołtowo;
- Biogazownia Działyń;
- Biogazownia Szklarka Myślewska;
- Elektrociepłownia biomasowa Energa Kogeneracja /25MWe/;
- Biomasowe źródła ciepła w Gminie Gródek.

Z pewnością warto podkreślić, że projekt demonstratora nie jest jedynym, w którym uczestniczyli wskazani uczestnicy, oznacza to, że w dalszym toku realizacji z posiadaną wiedzą i doświadczeniem uda się uniknąć typowych błędów zarówno na etapie założeń, jak również na etapie realizacji. Z drugiej strony projektu dotyczące źródeł wytwarzania, systemów zasilania oraz sieci ciepłowniczych z punktu widzenia technologii nie są skomplikowane na tyle by oczekiwać stosunkowo dużego doświadczenie. W przekonaniu Wykonawcy wskazane projekty są wystarczające do realizacji projektu demonstratora.

12.4. informacje o Zespole Projektowym

Zespół projektowy pracujący nad modelowaniem demonstratora i koncepcją zasilania odbiorców w energię ciepłą z wykorzystaniem technologii biogazowej składał się z następujących osób /w kolejności alfabetycznej/:

- Rafał Figaj;
- Lech Gryko;

- Przemek Krawczyk;
- Arkadiusz Mikołajczyk;
- Daniel Raczkiewicz;
- Marcin Rudnik

Rafał Figaj – adiunkt badawczy Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego. W projekcie odpowiedzialny za modelowanie numeryczne i obsługę programu TRNSYS. Autor następujących prac badawczych i projektów:

- Dynamic simulation and energy economic analysis of a household hybrid ground-solar-wind system using TRNSYS software / Rafał FIGAJ, Maciej ŻOŁĄDEK, Wojciech GORYL // Energies [Dokument elektroniczny]. — Czasopismo elektroniczne ; ISSN 1996-1073. — 2020 vol. 13 iss. 14 art. no. 3523, s. 1–27.
- Dynamic simulation and optimization of a micro-scale trigeneration system based on biomass fired steam cycle and wind turbine / Rafał FIGAJ // W: Ceer 2020 [Dokument elektroniczny] : 1st international conference on the Clean Environment and Energy Research : December 2-4, 2020
- Experimental and numerical analysis of a micro scale cogeneration system with 100 kW straw-fired boiler / Krzysztof SORNEK, Rafał Damian FIGAJ, Maciej ŻOŁĄDEK, Mariusz FILIPOWICZ // Journal of Power Technologies ; ISSN 2083-4187. — 2019 vol. 99 no. 2, s. 92–97.
- Experimental and numerical analysis of hybrid solar heating and cooling system for a residential user / Rafał FIGAJ, Maciej ŻOŁĄDEK // Renewable Energy ; ISSN 0960-1481. — 2021 vol. 172, s. 955-967.
- Techno-economic analysis of a straw-fired CHP system / Maciej ŻOŁĄDEK, Krzysztof SORNEK, Rafał FIGAJ, Karolina PAPIS, Mariusz FILIPOWICZ // W: SEED 2019 [Dokument elektroniczny] : 3rd international conference on the Sustainable Energy and Environmental Development : Kraków, Poland, October 16-18, 2019,

Lech Gryko –Prezes Zarządu „Zielona Energia Michałowo Sp. z o.o.” operatora biogazowni rolniczej o mocy 1,2 MW /0,6 MW oddana do użytkowania w październiku 2015 r, kolejna 0,6 MW oddana do użytkowania w październiku 2021/ - obsługującej sieć ciepłą miasta Michałowo. W projekcie odpowiedzialny za konsultacje i założenia biznesowe dotyczące eksploatacji biogazowni oraz budowę logistyki dostaw.

Przemek Krawczyk –Wiceprezes Zarządu „Agrikomp Sp. z o.o.” i główny specjalista ds. rozwiązań technologicznych /dostawca technologii biogazowej/. W projekcie odpowiedzialny za wszystkie aspekty technologiczne i projektowe. W ramach doświadczenia nadzorował prace projektowe ponad 80 projektów biogazowni, w tym ponad 10, które zostały z powodzeniem uruchomione i wykazują się wysokim wskaźnikiem efektywności. Laureat nagrody „Dostawca Roku 2018” za profesjonalizm i wysoką jakość oferowanych usług.

Arkadiusz Mikołajczyk –Prezes Zarządu „Zielone Elektrociepłownie Sp. z o.o.” podmiotu dedykowanego do budowy demonstratora. W projekcie odpowiedzialny za bilans ciepłowniczy. Audytor energetyczny posiadający uprawnienia audytora wiodącego systemu zarządzania energią ISO 50001. Członek zespołów opracowujących założenia techniczno ekonomiczne do źródeł wytwórczych OZE z wykorzystaniem biogazu i biomasy. Członek zespołu przygotowującego projekt elektrociepłowni biomasowej dla **Energa Kogeneracja w Elblągu /blok biomasowy BB 25MWe/** oraz **biogazownia Grzmiąca**.

Daniel Raczkiwicz –lider konsorcjum Kancelaria Doradztwa Rynku Energii. W projekcie odpowiedzialny za Obrót i bilansowanie energii elektrycznej na lokalnym rynku energii. W latach 2013 -2017 współtworzył start-up, spółkę obrotu IEN Energy, jako Prezes Zarządu, opracował i wdrożył innowacyjne produkty dotychczas niespotykane w obrocie energią elektryczną tj. wirtualny magazyn energii, auto konsumpcję energii wytworzonej na potrzeby innych PPE, wirtualną elektrownię, bilansowanie obiektowych instalacji PV oraz obsługę umów PPA. Doświadczenia te są fundamentem funkcjonowania tworzących się klastrów energii na płaszczyźnie obrotu. Opracował 15 strategii dla klastrów energii, w tym 11 certyfikowanych przez Ministerstwo Energii. Aktualnie jako ekspert specjalizuje się w problematyce transformacji rynku energii w Polsce w oparciu o lokalne wspólnoty energetyczne, mikrosystemy energetyczne, klastry energii i spółdzielnie energetyczne.

Marcin Rudnik - Audytor energetyczny posiadający uprawnienia audytora wiodącego systemu zarządzania energią ISO 50001. Członek zespołów oraz lider zespołów opracowujących audyty energetyczne dla licznych podmiotów ze sfery publicznej i prywatnej. W projekcie odpowiedzialny za bilans ciepłowniczy oraz zagadnienia dotyczące ochrony środowiska.

13. *Lista skrótów i definicji*

CH₄ – metan.

CHP - Combined Heat and Power (wysoko sprawna kogeneracja).

CO – centralne ogrzewanie.

CWU – ciepła woda użytkowa.

DN - średnica wewnątrz rury w milimetrach zgodnie z normą EN ISO 6708

eSN – linia energetyczna średniego napięcia 15 kV.

FIT/FIP – system taryf gwarantowanych (feed-in-tariff/ feed-in premium) w myśl ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, wraz z późniejszymi zmianami.

GJ – gigadżul.

GW – gigawat.

kW – kilowat.

kWh – kilowatogodzina.

kV – kilowolt.

LCOH - średni koszt ciepła.

mb – metr bieżący.

MPa – megapaskal.

MPZP – miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego zgodnie z ustawą z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wraz z późniejszymi zmianami.

MWh -megawatogodzina.

NCBiR - Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

OZE – odnawialne źródła energii w myśl ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, wraz z późniejszymi zmianami.

PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne, krajowy operator elektroenergetyczny.

STH – stopniogodziny grzania.

14. Spis tabel, wykresów, rysunków.

Tabela 1 Lista komponentów instalacyjnych modelu.....	26
Tabela 2 Profil zapotrzebowania na energię obieg Tarasy II	40
Tabela 3 Profil zapotrzebowania na moc obieg Tarasy II	40
Tabela 4 Profil zapotrzebowania na energię obieg Szpitalna	40
Tabela 5 Profil zapotrzebowania na moc obieg Szpitalna	41
Tabela 6 Profil zapotrzebowania na energię obieg Hala	41
Tabela 7 Profil zapotrzebowania na moc obieg Hala	41
Tabela 8 Udział %OZE w Demonstratorze	43
Tabela 9 Zestawienie powierzchni ogrzewanej demonstratora	44
Tabela 10 Wyniki analizy średniego kosztu LCOH	57
Tabela 11 LCOH – Obliczenia część pierwsza – lata 2023-2030.....	60
Tabela 12 LCOH – Obliczenia część druga lata 2031-2035	61
Tabela 13 LCOH – Obliczenia część druga lata 2036-2040	62
Tabela 14 LCOH – Obliczenia część druga lata 2041-2045	63
Tabela 15 LCOH – Obliczenia część druga lata 2046-2048	64
Tabela 16 Analiza wrażliwości średniego kosztu ciepła LCOH	65
Tabela 17 Wyniki analizy efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii	65
Tabela 18 Analiza wrażliwości efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii	66
Tabela 19 Harmonogram oś czasu w roku 2022	78
Tabela 20 Harmonogram oś czasu w roku 2023	82
Tabela 21 Urządzenia i wyposażenie zbiornika fermentacyjnego (fermentora):	90
Tabela 22 Urządzenia i wyposażenie zbiornika fermentacji wtórnej	92
Tabela 23 Urządzenia i wyposażenie zbiornika końcowego	92
Tabela 24 Urządzenia i wyposażenie zbiornika wstępnego.....	94
Tabela 25 Urządzenia i wyposażenie szachtu instalacyjnego	94
Tabela 26 Wyposażenie szachtu kondensacji gazu	96
Tabela 27 Wyniki analizy średniego kosztu ciepła - LCOH.....	100
Tabela 28 Wyniki analizy efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii	100
Tabela 29 Energie wykorzystane do obliczenia udziału OZE.	101
Tabela 30 Energie, objętości biogazu i masy substratu w ujęciu 3-roczonej symulacji.	104
Tabela 31 Bilans ciepła w demonstratorze w okresie pomiędzy 1 kwietnia 2024 do 31 marca 2025 roku.	104
Tabela 32 Bilans energii elektrycznej w demonstratorze w okresie pomiędzy 1 kwietnia 2024 do 31 marca 2025 roku.....	107

Rysunek 1 Zrzut z systemu SCADA.....	15
Rysunek 2 Zrzut z ekranu panel zarządzania biogazownią	15
Rysunek 3 Moduł procesu i raportowania.....	16
Rysunek 4 Plik danych pogodowych.....	16
Rysunek 5 Tabela danych	17
Rysunek 6 Zrzut z ekranu logowania	17
Rysunek 7 Mapa procesów związanych ze sprzedażą i rozliczeniem energii z Demonstratora.....	24
Rysunek 8 Schemat hydrauliczny głównych komponentów w instalacji elektrociepłowni.	29
<i>Rysunek 9 Schemat hydrauliczny głównych komponentów w instalacji elektrociepłowni.</i>	<i>30</i>
Rysunek 10 Planowane do zasilenia obiegi grzewcze.....	37
Rysunek 11 Wzrost istniejącej kotłowni	38
Rysunek 12 Hala kotłów	38
Rysunek 13 Komora fermentacji pierwotnej – rycina poglądowa	91
Rysunek 14 Zbiornik substancji przefermentowanej (zbiornik końcowy) - rycina poglądowa	93
Rysunek 15 Stacja transformatorowa 0,4/15 kV – rycina poglądowa	95
Rysunek 16 Jednostka CHP – rycina poglądowa.....	96
Rysunek 17 Temperatura otoczenia w ciągu roku dla zastosowanych danych pogodowych.....	98
Rysunek 17 Temperatura otoczenia w ciągu roku dla zastosowanych danych pogodowych.....	99
Rysunek 17 Uśredniony roczny bilans energii elektrociepłowni z całego analizowanego okresu symulacji	106
Wykres 1 Udział poszczególnych źródeł w dostarczonej energii cieplnej.....	107
Wykres 2 Udział poszczególnych źródeł w dostarczonej energii elektrycznej.....	107

15. Załączniki

Model numeryczny Demonstratora Technologii:

- arkusz kalkulacyjny z zestawieniem danych liczbowych opisujących System Demonstracyjny,
- szczegółowy opis Technologii Elektrociepłowni.