

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.



Autor Dokumentu:	Konsorcjum ECN S.A.
Status:	FINAL
Wersja:	15 – 9.9
<hr/>	
Data utworzenia:	2021-09-01
Data ostatniej modyfikacji:	2023-12-01

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 prawdziwości 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 jakichkolwiek informacji zawartych w tym raporcie. Podmiotem uprawnionym do wyrażania zgody na korzystanie z części lub całości raportu jest Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

Spis treści

<i>Podstawa opracowania</i>	4
<i>Streszczenie</i>	6
1. <i>Wstęp</i>	7
1.1. <i>Opis problemu badawczego</i>	8
1.2. <i>Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni</i>	12
1.3. <i>Biogazownia</i>	18
1.4. <i>Stacja uszlachetniania biogazu do biometanu wraz z tłocznia</i>	20
1.5. <i>Bio-gazociąg</i>	25
1.6. <i>Linia SN 15 kV</i>	26
1.7. <i>Bio-elektrociepłownia</i>	28
1.8. <i>Przebudowany kocioł 3 MW – układ dwupaliwowy z ekonomizerem</i>	32
1.9. <i>System pomp ciepła typu powietrze/woda</i>	36
1.10. <i>Budowa systemu pomp ciepła typu woda/woda</i>	38
1.11. <i>Sprzęgło i system pomiarowy</i>	40
1.12. <i>Inteligentny system zarządzania i sterowania</i>	42
1.13. <i>Integracja Pracy Demonstratora</i>	43
2. <i>Lokalizacja Demonstratora Technologii</i>	44
3. <i>Projektowanie Technologii Elektrociepłowni</i>	49
3.1. <i>Wnioski dot. projektowania, z uwzględnieniem aspektu modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS</i>	49
3.2. <i>Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych</i>	51
3.3. <i>Kogeneracja</i>	52
4. <i>Analiza kosztów ciepła</i>	54
4.1. <i>Analiza LCOH</i>	54
5. <i>Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni</i>	57
5.1. <i>Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora</i>	57
5.2. <i>Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni</i>	58
6. <i>Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii</i>	62
7. <i>Wnioski dotyczące skalowalności i replikowalności</i>	63
7.1. <i>Skalowalność</i>	63
7.2. <i>Replikowalność</i>	66

7.3.	<i>Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła...</i>	67
8.	<i>Komponent Technologiczny</i>	72
8.1.	<i>Koncepcja techniczna</i>	72
8.2.	<i>Innowacyjne komponenty</i>	81
9.	<i>Obliczenia</i>	83
10.	<i>Bezpieczeństwo wytwarzania ciepła</i>	85
11.	<i>Informacje dodatkowe</i>	92
12.	<i>Wnioski z zastosowania Rozwiązania w ramach Demonstratora Technologii</i>	94
13.	<i>Wnioski praktyczne dotyczące zastosowanego rozwiązania technicznego, wykonawstwa Elektrociepłowni</i>	95
14.	<i>Dokumentacja fotograficzna Demonstratora</i>	96
15.	<i>Dane Wykonawcy</i>	100
15.1.	<i>Dane adresowe oraz rejestrowe</i>	100
15.2.	<i>Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej</i>	102
15.3.	<i>Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej</i>	103
15.4.	<i>Informacje o Zespole Projektowym</i>	104
16.	<i>Lista skrótów i definicji</i>	108

Podstawa opracowania

Opracowanie przygotowano w związku z realizacją UMOWY nr 88/21/PU/P63-04 z dnia 31-go sierpnia 2021 roku NA REALIZACJĘ PRZEDMIOTU ZAMÓWIENIA PRZEDKOMERCYJNEGO W RAMACH PRZEDSIĘWZIĘCIA „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” zawartej pomiędzy Zamawiającym, którym jest Narodowe Centrum Badań i Rozwoju z siedzibą w Warszawie (00–695), przy ul. Chmielna 69 a KONSORCJUM w skład, którego wchodzi:

- ECN Spółka Akcyjna, ul. Żurawia 45, Warszawa 00-680 (LIDER KONSORCJUM),
- ENERGOTECHNIKA SP. z o.o. ul. Chełmżyńska 25, Warszawa 04-247,
- Instytut Certyfikacji Emisji Budynków sp. z o.o. ul. Żeńców 30, 30-734 Kraków,
- Biogas East sp. z o.o. ul. Sokołowska 5, 08-300 Sokołów Podlaski,
- Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych Spółka z o.o. ul. Kosowska 75 08-300 Sokołów Podlaski

Podstawę formalną opracowania stanowią postanowienia ww. UMOWY oraz postanowienia Zespołu Projektowego KONSORCJUM ustanowionego na podstawie UMOWY KONSORCJUM zawartej w dniu 10 lipca 2021 roku wraz z kolejnymi zmianami.

Podstawę merytoryczną opracowania, stanowią wymagania zawarte w dokumentacji postępowania w tym wymagania zawarte w Załączniku nr 4 (PLIK Załącznik nr 4 Harmonogram przedsięwzięcia_zmiana 4_tekst jednolity 7.07.2021.pdf) w szczególności w Tabeli nr 3: „Lista Wyników Prac Etapu II dla Przedsięwzięcia Elektrociepłownia”, pozycja Poz. 15 „Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu elektrociepłowniczego w kierunku OZE”:

„Wykonawca zobowiązany jest do przygotowania i przedstawienia Zamawiającemu zaktualizowanego raportu, o którym mowa w pkt 6 tabeli 2, zgodnie z wymogami wskazanymi w tej tabeli dla raportu przekazywanego w Etapie I. Aktualizacja raportu polega na uzupełnieniu go o Wyniki Prac B+R oraz:

- *wskazanie wniosków z zastosowania Rozwiązania w ramach Demonstratora Technologii,*
- *dokumentację fotograficzną konstrukcji Demonstratora,*
- *zaktualizowanie Modelu numerycznego Demonstratora Technologii,*
- *schemat i dokumentację fotograficzną instalacji,*
- *wnioski dot. projektowania, z uwzględnieniem aspektu modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS,*
- *wnioski praktyczne dotyczące zastosowanego rozwiązania technicznego, wykonawstwa Elektrociepłowni,*
- *wnioski dotyczące skalowalności i replikowalności,*

- analizę ekonomiczną (w tym ceny ciepła i energii elektrycznej).

W przypadku uzyskania w Etapie II Wyniku Pozytywnego Końcowego raport zostanie również opublikowany na dedykowanej dla Przedsięwzięcia stronie przygotowanej przez Zamawiającego. Aktualizacja raportu może zawierać inne informacje sporządzone przez Wykonawcę, a służące celom Przedsięwzięcia określonym w Rozdziale I Regulaminu, pkt 1.1 lub do przedstawienia postulatów zmian prawnych w zakresie zidentyfikowanych „wąskich gardeł” dla procesu modernizacji ciepłowni/elektrociepłowni lub barier utrudniających lub uniemożliwiających optymalne przeprowadzenie całego procesu modernizacji ciepłowni/elektrociepłowni.”

Streszczenie

Celem niniejszego Raportu, jest prezentacja wyników prac Konsorcjum przeprowadzonych w ramach Przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”. Prace badawcze prowadzone przez zespół Wykonawcy toczyły się wokół Rozwiązania przedstawionego w rozdziale Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni w kontekście problemów badawczych wymienionych w rozdziale Opis problemu badawczego. Rozdział Lokalizacja Demonstratora Technologii zawiera podstawowe informacje nt. miejsc ulokowania komponentów Demonstratora Technologii. Przeprowadzone prace badawcze potwierdziły zasadność wykorzystania w modelowym systemie wytwarzania ciepła, wszystkich komponentów przyjętych na etapie prac koncepcyjnych. Wnioski dotyczące projektowania systemu elektrociepłowniczego z uwzględnieniem aspektu modelowania numerycznego w oprogramowaniu TRNSYS18 zaprezentowane są w rozdziale Projektowanie Technologii Elektrociepłowni. Wyniki parametrów LCOH i efektywności wraz z analizą zostały przedstawione w rozdziale Analiza kosztów ciepła. Uwarunkowania formalno-prawne Rozwiązania i Demonstratora oraz bariery prawne, zidentyfikowane w trakcie prac przygotowawczych, a także wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni zostały przedstawione w rozdziale Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni. Rozdział Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii przedstawia poszczególne zadania badawcze poszczególnych etapów Przedsięwzięcia na osi czasu. Opis innowacyjnych komponentów zrealizowanych w trakcie budowy został umieszczony w rozdziale Komponent Technologiczny a opis zakresu możliwych modyfikacji w rozdziale Wnioski dotyczące skalowalności i replikowalności. Wnioski wynikające z realizacji przedsięwzięcia uzupełniają rozdziały: Wnioski z zastosowania Rozwiązania w ramach Demonstratora Technologii oraz Wnioski praktyczne dotyczące zastosowanego rozwiązania technicznego, wykonawstwa Elektrociepłowni . Dokumentacja fotograficzna prezentująca budowę i efekty realizacji Przedsięwzięcia znajduje się w rozdziale Dokumentacja fotograficzna Demonstratora. Rozdział Obliczenia prezentuje wartości kluczowych parametrów osiągniętych w trakcie modelowania na bazie dwóch zbiorów danych wejściowych: rzeczywistych, historycznych z lat 2018..2020 dotyczących Sokołowa Podlaskiego oraz modelowych dotyczących lat 2023..2026. W rozdziale Bezpieczeństwo wytwarzania ciepła umieszczona została analiza niezawodności Demonstratora w tym z odniesieniem do wymagań normy PN-IEC 1078/PN-EN 61078:2017-01. Rozdział Dane Wykonawcy prezentuje Konsorcjum i Zespół Projektowy. Informacje dodatkowe dotyczące zagadnienia, umieszczone zostały w rozdziale Informacje dodatkowe. Raport uzupełniają załączniki.

1. Wstęp

Prace badawcze przeprowadzone przez zespół Konsorcjum w Pierwszym Etapie i kontynuowane w Drugim Etapie prac nad Przedsięwzięciem potwierdziły zasadność wykorzystania w systemie wytwarzania ciepła wszystkich komponentów założonych na etapie prac koncepcyjnych, tj: biogazowni, stacji uszlachetniania biogazu do biometanu, wykorzystania infrastruktury przesyłowej biometanu i energii elektrycznej (uzupełnionej o sieć telekomunikacyjną), budowy systemu wytwarzania ciepła opartego o zestaw pomp ciepła, bio-kogenerator oraz kocioł gazowy wielopaliwowy. Jednocześnie prace badawcze pozwoliły na określenie przedziałów wrażliwości systemu i potwierdzenie możliwości etapowej rozbudowy i modyfikacji Demonstratora. Ponadto potwierdzona została możliwość uzyskania dużej skalowalności, replikowalności i niskiej wrażliwości zapewniającej wysokie bezpieczeństwo przyjętej koncepcji technicznej, pozwalającej na uzyskanie wymaganych (i deklarowanych) parametrów i wskaźników. Istotnym czynnikiem zewnętrznym, weryfikującym pozytywnie w praktyce, przyjęte w 2021 roku założenia była destabilizacja rynku energii i paliw, która nastąpiła po agresji Rosji na Ukrainę w roku 2022.

Prezentowany Demonstrator Technologii charakteryzuje się dużą rozległością. Jego domeny położone są na terenie gminy i miasta Sokołów Podlaski. Ze względu na odległość pomiędzy źródłem zapewniającym paliwo (biogazownia skojarzona ze stacją uszlachetniania biogazu) a systemem wytwarzania ciepła, zaistniała konieczność budowy infrastruktury sieciowej o długości ok. 9 km.

Bazowy model numeryczny opracowany przy wykorzystaniu programu TRNSYS18 w oparciu o zadane, konkursowe parametry statyczne i dynamiczne pozytywnie zweryfikował możliwość osiągnięcia przez zaproponowane Rozwiązanie wymaganych wskaźników oraz potwierdził jego skalowalność. Modelowanie potwierdziło, że wykorzystanie systemu w założonej konfiguracji jest rozwiązaniem pozwalającym na uzyskanie wymaganych parametrów w zakresie budowy elektrociepłowni przy określonym budżecie i założonych wymaganiach w zakresie: oczekiwanych parametrów OZE, zapotrzebowania na energię przy wymaganej wyważonej cenie ciepła.

Projekt przygotowawczy wykazał, że uciążliwość wymaganymi przepisami prawa procedur formalnych zmusza inwestorów do zaplanowania znacznego dodatkowego czasu i poświęcenia energii na etapie przygotowawczym, jednak gwarantuje uzyskanie efektu o unikalnych i wysokich parametrach. W ocenie Konsorcjum wymagane są zmiany w przepisach, które pozwolą na wyeliminowanie nieuzasadnionych działań występujących w aktualnych nieoptymalizowanych procesach formalnych, powielających te same czynności na różnych etapach procesów. W takiej sytuacji czas realizacji projektu mógłby być skrócony o co najmniej 3-4 miesiące. Skalowalność rozwiązania jest ograniczona jedynie odległością biogazowni od systemu odbiorczego i ograniczeniem mocy pojedynczej instalacji

(można to wyeliminować poprzez powielenie biogazowni w układzie rozproszonym zachowując ich odległość od systemu wytwarzania ciepła - układ gwiazdy).

1.1. Opis problemu badawczego

Niniejszy rozdział przedstawia problemy badawcze, które Konsorcjum postanowiło poddać analizie w ramach modelowania numerycznego (Etap II) po uwzględnieniu danych zapotrzebowania na ciepło, warunków klimatycznych dla Sokołowa Podlaskiego oraz uwzględnieniu profili rozbioru c.w.u. (odzworowujący mieszkalnictwo wielorodzinne – zgodnie z VDI 6002).

Pierwszy problem badawczy:

Zakres stosowalności wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda w opracowanym demonstratorze.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych we wszystkich przypadkach poddanych analizie wrażliwości tylko jeden z nich wskazuje, gdzie zatasowani tych urządzeń nie jest uzasadnione. Mianowicie wtedy, gdzie temperatura na powrocie z sieci ciepłowniczej przekroczy poziom 68 oC. Poza tym przypadkami zastosowanie tego komponent jest uzasadnione. W okresie sezonu grzewczego jego udział w dostawie ciepła wynosi średnio 11%.

Drugi problem badawczy:

Zasadność stosowalności wysokotemperaturowych pomp ciepła typu woda/woda w opracowanym demonstratorze.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych we wszystkich przypadkach poddanych analizie wrażliwości zastosowanie wysokotemperaturowych pomp ciepła typu woda/woda jest uzasadnione. W okresie sezonu grzewczego ich udział w dostawie ciepła wynosi średnio 10%. Przy czym należy zaznaczyć, że dzięki odzyskom ciepła procesowego (traconego w warunkach normalnych) sprawność średnioroczną kotłowni podwyższono dodatkowo o ok 7,9% a zespołu kogeneracyjnego o ok. 4,5%.

Trzeci problem badawczy:

Zasadność zastosowania biogazowego modułu kogeneracyjnego o dużym dyspozycyjnym nadciśnieniu spalin z możliwością przyłączenia ekonomizera kondensującego.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych we wszystkich przypadkach poddanych analizie wrażliwości, zastosowanie tych komponentów, schładzanych przez pompę ciepła typu woda/woda

jest uzasadnione. Udział odzyskanego tą metodą ciepła stanowi około 8% ciepła wytworzonego w głównym obiegu modułu CHP.

Czwarty problem badawczy:

Zasadność zastosowania biogazowego modułu kogeneracyjnego ze zmodyfikowanym obiegiem chłodzenia mieszanki paliwowo-powietrznej (intercoolera).

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych we wszystkich przypadkach poddanych analizie zastosowanie tego rozwiązania, schładzane przez pompę ciepła typu woda/woda jest uzasadnione. Udział odzyskanego dzięki zastosowaniu tej metody, stanowi około 3% do 4% ciepła wytworzonego w głównym obiegu modułu CHP.

Piąty problem badawczy:

Zasadność zastosowania szczytowego kotła gazowego z możliwością przyłączenia ekonomizera kondensującego.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych we wszystkich przypadkach poddanych analizie, zastosowanie kotła gazowego z możliwością przyłączenia ekonomizera kondensującego, schładzane przez pompę ciepła typu woda/woda jest uzasadnione. Udział odzyskanego tą metodą ciepła, stanowi około 7% do 8% ciepła wytworzonego w głównym obiegu kotła gazowego.

Szósty problem badawczy:

Dobór parametrów przepływu w sieci ciepłowniczej i podnoszenie temperatury czynnika grzewczego sieci ciepłowniczej na wlocie do sprzęgła hydraulicznego modułu CHP.

Ważnym zagadnieniem jest taka regulacja parametrów, aby woda grzewcza na wlocie do sytemu CHP nie przekraczała permanentnie dolnej dopuszczalnej wartości temperatury na jego wlocie. W przeciwnym wypadku moduł kogeneracyjny będzie się znajdował w stanie OFF. Rozwiązaniem zaradczym może być ochłodzenie (obniżenie temperatury) czynnika przez chłodnicę powietrzną, co jest rozwiązaniem niekorzystnym. Takie zdarzenia mogą pojawić się tylko sporadycznie. Obniżanie wartości temperatury w sieci ciepłowniczej znacząco ogranicza zdarzenia, o których jest mowa powyżej. Ten problem badawczy będzie testowany na obiekcie rzeczywistym.

Siódmy problem badawczy:

Dobór komponentów demonstratora w okresie pracy poza sezonem grzewczym.

Kluczowym zagadnieniem jest pozyskanie i wnikliwa analiza rzeczywistego godzinowego zapotrzebowania na moc grzewczą szczególnie w okresie letnim. A w przypadku braku, koniecznym staje się dokładne modelowanie i odwzorowanie charakteru rozbioru ciepłej wody. W dalszej

kolejności na tej podstawie ważnym elementem jest dobór parametrów technicznych i liczby urządzeń (komponentów) demonstratora aby upewnić się, że będą one mogły pracować np. bez nadmiernego taktowania (ON/OFF) lub konieczność generowania strat ciepła od otoczenia. Jak wykazały obliczenia, w przyjętej konfiguracji pracy demonstratora, dzięki tej analizie można wyeliminować co najmniej 50% strat ciepła do otoczenia. Ten problem badawczy będzie testowany na obiekcie rzeczywistym.

Ósmy problem badawczy:

Stan izolacji sieci ciepłowniczej.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych udział traconego ciepła w sieci ciepłowniczej w warunkach pracy demonstratora zawiera się w przedziale od 9,7% do 19% zapotrzebowania ciepła u odbiorców. Tak duża rozpiętość uzasadnia konieczność zwrócenia szczególnej uwagi na stan izolacji sieci ciepłowniczej. Ten problem badawczy będzie testowany na obiekcie rzeczywistym.

Dziewiąty problem badawczy:

Termomodernizacja budynków odbiorców ciepła.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych, opracowany demonstrator technologii nie jest wrażliwy na zmniejszanie temperatury zasilania i powrotu, co nastąpi w skutek termomodernizacji budynków. Zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło równoważone będzie przez przyłączanie kolejnych odbiorców do sieci ciepłowniczej. W takich przypadkach nastąpi również korzystna poprawa efektywności energetycznej całego systemu wytwarzania ciepła – głównie dzięki większej efektywności energetycznej pomp ciepła. Ten problem badawczy będzie testowany na obiekcie rzeczywistym.

Dziesiąty problem badawczy:

Możliwość etapowej rozbudowy i modyfikacji demonstratora.

Opracowany demonstrator technologii w pełni zasługuje na nazwanie go „Demonstratorem Przyszłości” lub „Elektrociepłownią Przyszłości” gdyż jest on przygotowany do dalszej modyfikacji w taki sposób, aby być niezależny, spełniający wyprzedzające wymagania środowiskowe, dający różne możliwości konfiguracji pracy oraz absolutnie bez emisyjny. Postulat ten może być realizowany poprzez następujące, przykładowe przedsięwzięcia:

- korzystanie z energii elektrycznej pochodzącej z OZE (fotowoltaika, elektrownie wiatrowe i inne) - współpraca z innymi regionalnym podmiotami, przedsiębiorcami etc.,
- wprowadzenie do silnika (np. jako drugiego) paliwa wodorowego,
- zwiększanie udziału pomp ciepła typu powietrze/woda i woda/woda,
- zastępowanie modułów kogeneracyjnych ogniwami paliwowymi,

- wprowadzenie sezonowych magazynów ciepła,
- wykorzystanie geotermii,
- rozwój chłodu systemowego,
- Budowa systemu hybrydowego, integrującego rozwiązania scentralizowanych źródeł, magazynów i sieci ciepłowniczych z rozproszonymi instalacjami ciepłowniczymi i chłodniczymi.
- Konwersja nadwyżek biometanu do postaci CBM (bio-CNG, skompresowany biometan) i LBM (bio-LNG, skroplony biometan) lub integracja systemu biogazowego z krajową siecią gazową.
- Wychwytywanie i oczyszczanie CO₂ z biogazu

1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni

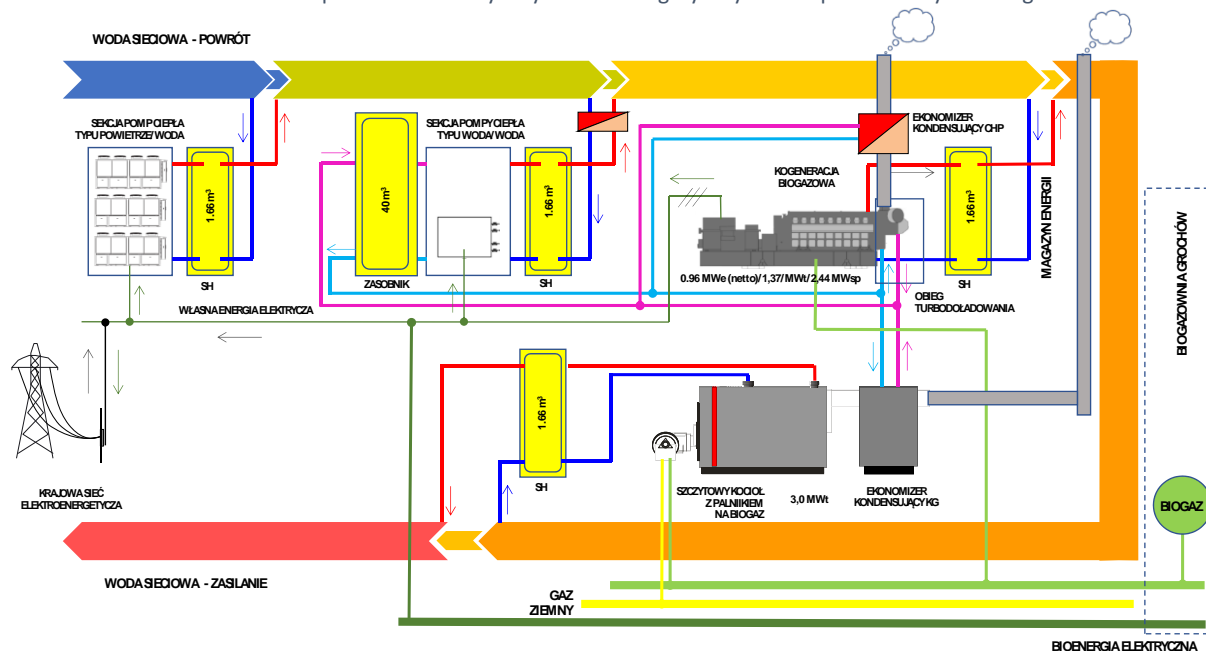
Przyjęta do realizacji koncepcja budowy zintegrowanego systemu energetycznego /Demonstrator Technologii (DT)/ pn. „Elektrociepłownia w Lokalnym Systemie Energetycznym” /ELSE/, opracowana w fazie przygotowania projektu, została zoptymalizowana w trakcie realizacji Etapu I, zbudowana w trakcie Etapu II została uszczegółowiona do poziomu dokumentacji technicznej i budowlanej. Zasoby wdrażanego systemu tworzą następujące komponenty:

- A. Nowa biogazownia zlokalizowana obok istniejącej w Grochowie Szlacheckim
 - moc w wytwarzanym (max.) 3,7 MW (dla 81t/dobę - maksymalny strumień biogazu możliwy do skierowania do stacji uszlachetniania biogazu do biometanu 4,5MW (przy wykorzystaniu magazynów gazu).
- B. Stacja uzdatniania/uszlachetniania biogazu z kompresorem
 - parametry na wyjściu: 90% CH₄ oraz wartość opałowa 34 MJ/Nm³, ciśnienie do 0,5 MPa.
- C. Bio-gazociąg i linia SN 15 kV infrastruktura budowana w układzie powiązaniem o długości ok. 9 km łącząca zasoby zlokalizowane w Grochowie Szlacheckim (domena G) z zasobami zlokalizowanymi w Sokołowie Podlaskim (domena SP). Przesyłane media to: biometan i energia elektryczna (wraz z infrastrukturą telekomunikacyjną).
- D. Zintegrowany System Wytwarzania Ciepła OZE, którego elementy będą stanowić:
 - 1. Blok bio-kogeneracji 0,999 MWe (bCHP zasilany biometanem, którym będzie doprowadzany z biogazowni. System modułów kogeneracyjnych powiązany będzie w układzie chłodzenia turbodoładowania z wysokotemperaturową, sprężarkową pompą ciepła typu woda-woda z napędem elektrycznym o mocy cieplnej 173 kW (punkt pracy A7:W70).
 - 2. Kocioł wielopaliwowy o mocy 3,0 MW, który będzie pracował zasilany paliwem w postaci biogazu tak jak opisano powyżej dla bloku kogeneracji (oraz w sytuacjach szczytowego zapotrzebowania ciepła, zasilany gazem ziemnym).
 - 3. System sprężarkowych, wysokotemperaturowych pomp ciepła w liczbie 3 szt. z napędem elektrycznym o mocy cieplnej 173 kW (punkt pracy A7:W70) typu powietrze-woda, który zasilany będzie energią elektryczną z bloku bCHP oraz energią elektryczną z zewnętrznego źródła OZE, doprowadzoną przy wykorzystaniu nowobudowanej linii SN 15 kV z miejscowości Grochów Szlachecki.

Opisany powyżej zintegrowany system energetyczny zasila w ciepło wydzielony obieg sieci ciepłowniczej w Sokołowie Podlaskim, do którego są przyłączeni odbiorcy, gdzie powierzchnia

użytkowa wynosi łącznie ponad 91 tys. m² (ciepło) i powyżej 89 tys. m² (ciepła woda), a powierzchnia mieszkaniowa 73 tys. m². Zakładany udział OZE w rocznym wolumenie energii cieplnej i elektrycznej wytworzonej w powyżej opisanym systemie energetycznym wyniesie ok. 97%, z czego ok. 95% wolumenie energii cieplnej zasilającej wydzielony obieg ciepłowniczy.

Rysunek 1 - Koncepcja zintegrowanego systemu energetycznego
"Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym – Bezpieczna i Czysta Energia dla Sokołowa"

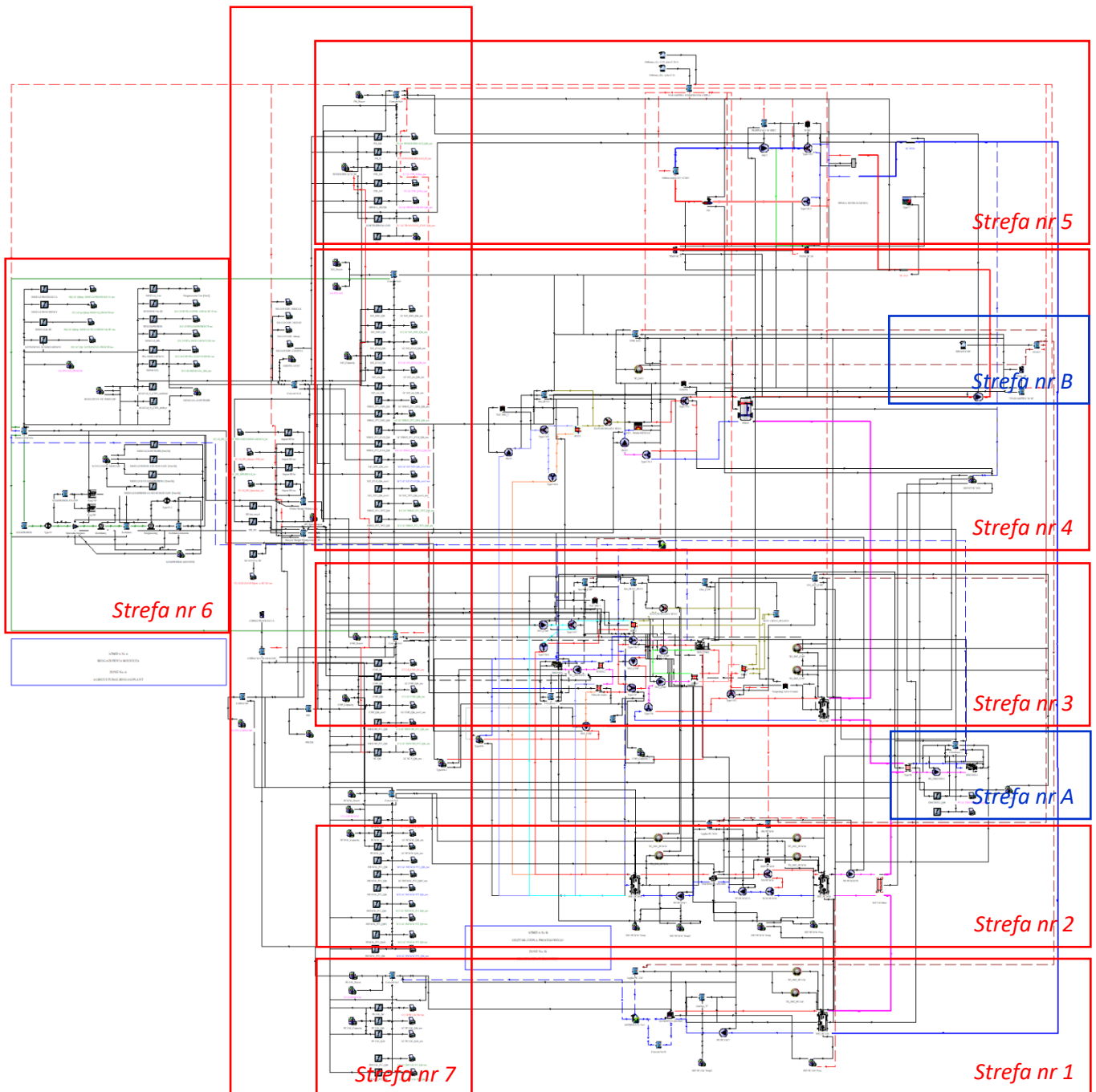


Zmiany organizacyjne pod względem zintegrowania nowego systemu z istniejącym miejskim systemem ciepłowniczym są przeprowadzone w taki sposób, aby nie naruszyć w istotny sposób istniejącego modelu pracy przedsiębiorstwa ciepłowniczego.

Przyjęta koncepcja zintegrowanego systemu energetycznego została potwierdzona na etapie prac badawczych i pozwala na uzyskanie wymaganych parametrów i wskaźników w połączeniu z domeną wytwarzania biometanu (paliwa), infrastruktury sieciowej oraz wydzielonym obiegiem sieci ciepłowniczej.

Prace wdrożeniowe Przedsięwzięcia zostały poprzedzone budową modelu numerycznego (Cyfrowego Bliźniaka) stanowiącego symulator elektrociepłowni, który został opracowany w programie TRNSYS18 (oraz równolegle w wersji uproszczonej w programie EXCEL).

1.2.1. Symulator



Rysunek 2 - Struktura symulatora w programie TRNSYS18

W symulatorze wyodrębniono kilka głównych stref, które zilustrowano na rysunku *Rysunek 2 - Struktura symulatora w programie TRNSYS18* i opisano poniżej.

Strefa Nr 1

W strefie nr 1 znajduje się sekcja (kaskada) trzech wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda (PCAW) wraz ze sterowaniem, modułem wyprowadzenia wyników obliczeń oraz sprzęgłem hydraulicznym współpracującym z siecią ciepłowniczą. Wyposażeniem kontrolnym są regulatory temperatury, które dokonują jej pomiaru w wybranych strefach sprzęgła hydraulicznego i w zależności od nastawionych wartości zezwalają lub blokują pracę pomp ciepła. Kolejnym parametrem decydującym o zezwoleniu lub blokadzie jest temperatura zewnętrzna.

Strefa Nr 2

W strefie nr 2 znajduje się wysokotemperaturowa pompa ciepła typu woda/woda (PCWW) wraz ze sterowaniem, modułem wyprowadzenia wyników obliczeń, sprzęgłem hydraulicznym i separującym ciśnieniowo wymiennikiem ciepła współpracującym z siecią ciepłowniczą. Dolnym źródłem jest ciepło procesowe pozyskiwane z kondensującego ekonomizera spalin kotła gazowego, kondensującego ekonomizera spalin modułu kogeneracyjnego (CHP) oraz z obiegu chłodzenia systemu turbodoładowania silnika biogazowego (CHP). Ciepło procesowe gromadzone jest w bezciśnieniowym buforowym zasobniku ciepła o pojemności 40 m³. Nad zezwoleniem lub blokadą pracy czuwają regulatory temperatury, które kontrolują temperaturę w wybranych strefach sprzęgła hydraulicznego oraz zasobnika z ciepłem procesowym. Dodatkowym wyposażeniem jest układ kontroli różnicy temperatury pomiędzy parownikiem i skraplaczem pompy ciepła.

Strefa Nr 3

W strefie nr 4 znajduje się moduł kogeneracyjny (CHP) zasilany biogazem wraz ze sterowaniem, modułem wyprowadzenia wyników obliczeń, systemem odzyskiwania ciepła z obiegu turbodoładowania oraz z obiegu kondensującego ekonomizera spalin. Przekazywanie ciepła do sieci ciepłowniczej realizowane jest poprzez sprzęgło hydrauliczne. Wyposażeniem kontrolnym są regulatory temperatury, które dokonują jej pomiaru w wybranych strefach sprzęgła hydraulicznego i w zależności od nastawionych wartości zezwalają lub blokują pracę modułu kogeneracyjnego. Dodatkowym wyposażeniem jest układ stabilizacji temperatury wody na powrocie do modułu kogeneracyjnego.

Strefa Nr 4

W strefie nr 5 znajduje się wysokotemperaturowy kocioł gazowy (KG) wyposażony w palnik biogazowo-gazowy wraz ze sterowaniem, modułem wyprowadzenia wyników obliczeń oraz systemem odzyskiwania ciepła z obiegu kondensującego ekonomizera spalin. Przekazywanie ciepła do sieci ciepłowniczej realizowane jest poprzez sprzęgło hydrauliczne. Wyposażeniem kontrolnym jest regulatory temperatury, które dokonuje jej pomiaru na wylocie z kotła. Dodatkowym wyposażeniem jest układ stabilizacji temperatury wody na powrocie do kotła.

Strefa Nr 5

W strefie nr 5 znajduje się spinka hydrauliczna łącząca elektrociepłownię z odbiorcami ciepła przeznaczonego na cele CO oraz przygotowanie CWU. W tej strefie znajduje się również moduł definiujący zapotrzebowanie a na ciepło oraz kontrolny podgrzewacz wody zasilany energią elektryczną.

Strefa Nr 6

Strefa nr 6 obejmuje nową biogazownię zlokalizowaną w Grochowie. Symulacje w tym sektorze obliczeniowym obejmują potrzeby energetyczne (zapotrzebowanie na energię elektryczną, ciepło a także biomasę) niezbędne do produkcji biogazu. Obliczeniom symulacyjnym poddano również pracę kompresora biogazu celem wyznaczenia konsumpcji energii elektrycznej.

Strefa Nr 7

Strefa nr 7 obejmuje zbieranie rezultatów obliczeń, kompilację konwertowanie danych oraz ich bieżącą prezentację i wyprowadzenie do dalszego wykorzystania.

Strefa Nr A

W strefie pomocniczej A znajduje się chłodnica powietrza typu intercooler do transferu nadmiaru ciepła z głównego obiegu do otoczenia. Jej praca może być jest uzasadniona w dwóch przypadkach. Jednym z nich jest konieczność nieznacznego, korygującego obniżenia temperatury wody sieciowej podgrzanej przez pompę ciepła typu woda/woda (Strefa nr 2) do poziomu, który może być wprowadzony na wlocie do modułu kogeneracyjnego (strefa 4). Drugim przypadkiem uzasadniającym jej wykorzystanie jest priorytet produkcji energii elektrycznej przy braku zapotrzebowania na ciepło poniżej bieżącej lub minimalnej mocy cieplnej modułu kogeneracyjnego.

Strefa Nr B

W strefie zadawane są warunki startowe pracy poszczególnych urządzeń grzewczych.

Do każdego przypadku, który poddano obliczeniom symulacyjnym opracowano kompatybilny arkusz w formacie XLS, który w sposób wizualizacyjny po przeniesieniu do niego wyników obliczeń z programu TRNSYS18 obrazuje strukturę oraz kompletne przepływy ciepła i energii elektrycznej.

1.3. Biogazownia

„Budowa Biogazowni”, to zadanie zrealizowane w ramach DRUGIEGO ETAPU prac przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”. Poniżej zamieszczona została lista kluczowych działań, przewidzianych w HRF, związanych z omawianym zadaniem badawczym w podziale na prace realizowane w ramach ETAPU PIERWSZEGO i realizowane w ramach ETAPU DRUGIEGO:

1. Prace przygotowawcze (dokumentacyjno-formalne) realizowane w ramach budżetu i w trakcie trwania zadania badawczego 1 „Budowa Symulatora” (ETAP PIERWSZY):
 - 1.1. opracowanie KIP,
 - 1.2. opracowanie Raportu oddziaływania na środowisko.
2. Prace zrealizowane w ramach ETAPU DRUGIEGO:
 - 2.1. uzyskanie WZZT. Uzgodnienie KIP,
 - 2.2. wykonanie projektu budowlanego,
 - 2.3. uzyskanie pozwolenia na budowę,
 - 2.4. dostawa materiałów i urządzeń,
 - 2.5. realizacja.

W trakcie trwania prac w związku z ujawnieniem się ryzyka wzrostu kosztów realizacji zadania, będącego skutkiem gwałtownego wzrostu cen materiałów budowlanych i konstrukcyjnych, Konsorcjum przeprowadziło powtórne szacowanie ceny bazując na aktualnych rynkowych ofertach.. Analogicznie, w związku z wystąpieniem ryzyka wzrostu kosztów substratów, wynikającego ze wzrostu cen energii i jej pochodnych, Konsorcjum opracowało dodatkową analizę ekonomiczną (operacyjną) przedsięwzięcia. Wyniki tej analizy zostały umieszczone w zaktualizowanym arkuszu LCOH. W ramach prowadzonych prac analitycznych, konsorcjum przygotowało założenia i opracowało sezonowy kalendarz pracy fermentatorów, mający na celu dostosowanie wydajności zaplanowanej konfiguracji do potrzeb elektrociepłowni. Prace te ujawniły potrzebę wcześniejszego (niż zakładany w pierwotnie przygotowanym Wniosku) zapewnienia kapitału obrotowego na pokrycie kosztów zakontraktowania surowca do fermentatorów (zaliczki). Kwestia ta omówiona została w studium wykonalności oraz uwzględniona w nowej wersji arkusza LCOH.

W trakcie prac uszczegółowiających koncepcję budowy i funkcjonowania biogazowni, Konsorcjum uzgodniło, iż biogazownia rolnicza w Grochowie Szlacheckim będzie produkować biogaz rolniczy w oparciu o proces fermentacji beztlenowej na bazie substratów roślinnych oraz odpadów mieszczących się w definicji biogazu rolniczego.

Substraty roślinne po okresie przechowywania w magazynach kiszonki będą mieszane z płynem w celu uzyskania konsystencji zdolnej do dalszego przetwarzania. Po odpowiednim przetworzeniu substraty trafią do zamkniętych fermentatorów przykrytych szczelną membraną. W zamkniętych fermentatorach w temp. ok. 38°C w ciągu ok. 70 dni po dostarczeniu substratu zajdzie proces fermentacji, w wyniku którego wydzielą się gazy, którego głównym składnikiem będzie metan (55-62%), dwutlenek węgla (ok. 40%) oraz śladowe ilości wodoru, siarkowodoru, azotu, pary wodnej i innych gazów.

Po przeprowadzonym procesie fermentacji użyte substraty jako produkt pofermentacyjny kierowane będą do zbiornika na produkty pofermentacyjne w postaci płynnej, zlokalizowanego na terenie instalacji. Pojemność zbiornika to 17058 m³, skąd po sedymentacji, pozwalającej na odzyskanie części wody, która będzie zawracana w celu ponownego jej wykorzystania w procesie technologicznym, odpady przekazywane będą uprawnionym odbiorcom posiadającym stosowne zezwolenie na odzysk lub unieszkodliwienie tego typu odpadów. Odbiór i transport prowadzony będzie przez uprawnionego odbiorcę w sposób zgodny z obowiązującymi przepisami dotyczącymi tego rodzaju odpadów. Alternatywą jest, że w przypadku spełnienia stosownych wymogów określonych prawem oraz po uzyskaniu odpowiedniego zezwolenia odpad zostanie wykorzystany rolniczo.

Wytworzony biogaz kierowany będzie do instalacji do uszlachetniania biogazu i wytwarzania biometanu. Koncepcja zakłada wykorzystanie części wyprodukowanego biogazu w lokalnej instalacji kotłowni gazowej, mającej za zadanie utrzymanie zakładanej temperatury w fermentatorach w okresie zimowym. Energia elektryczna niezbędna na potrzeby funkcjonowania instalacji zapewniana będzie w oparciu o zasilanie z pracujących w ramach Demonstratora źródeł OZE lub źródeł OZE przyłączonych do Demonstratora. Szczegółowy bilans energetyczny oraz szczegółowe opisy poruszanych zagadnień znajdują się w pozostałej części dokumentacji.

1.4. *Stacja uszlachetniania biogazu do biometanu wraz z tłocznia*

„Budowa stacji uszlachetniania biogazu do biometanu wraz z tłocznia”, to kolejne zadanie zrealizowane w ramach DRUGIEGO ETAPU prac przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, wykonywane było w oparciu o szereg kluczowych działań, przewidzianych w HRF, obejmujących:

1. Prace przygotowawcze (dokumentacyjno-formalne) realizowane w ramach budżetu i w trakcie trwania zadania badawczego 1 „Budowa Symulatora” (ETAP PIERWSZY):
2. Działania prowadzone w ramach zadania badawczego 1, związane z opracowaniem KIP i Raportu Oddziaływania na środowisko dla zadania badawczego 2 (działania są wspólne dla zadania badawczego 2 i 3).
3. Prace zrealizowane w ramach ETAPU DRUGIEGO:
 - 3.2. uzyskanie WZZT. Uzgodnienie KIP,
 - 3.3. wykonanie projektu budowlanego,
 - 3.4. uzyskanie pozwolenia na budowę,
 - 3.5. dostawa materiałów i urządzeń,
 - 3.6. realizacja.

W trakcie trwania prac ETAPU PIERWSZEGO w związku z ujawnieniem się ryzyka wzrostu kosztów realizacji zadania, będącego skutkiem gwałtownego wzrostu cen materiałów budowlanych i konstrukcyjnych, Konsorcjum przeprowadziło powtórne szacowanie ceny bazując na aktualnych rynkowych ofertach. W trakcie prac uszczegółwiających koncepcję budowy i funkcjonowania stacji uzdatniania gazu z tłocznia, Konsorcjum przeanalizowało trzy potencjalnie możliwe do zastosowania podejścia technologiczne.

W związku z tym że biogaz wytwarzany jest w procesie fermentacji metanowej przez mikroorganizmy anaerobowe, składa się głównie z metanu i dwutlenku węgla, zawiera również niewielkie ilości siarkowodoru, wodoru, wody, tlenku węgla oraz siloksanów. Metan, wodór oraz tlenek węgla mogą ulec spaleni lub utlenieniu wydzielając energię, co pozwala na wykorzystanie biogazu jako paliwa. Może być wykorzystywany do ogrzewania oraz produkcji energii elektrycznej w generatorach prądu. Technologie wytwarzające i wykorzystujące biogaz kwalifikują się jako odnawialne źródła energii, ponieważ obieg węgla w cyklu produkcji jego surowców i zużycia jest zamknięty i nie wiąże się z emisją netto dwutlenku węgla^[6]. Materia organiczna wykorzystywana w produkcji biogazu rośnie z wykorzystaniem dwutlenku węgla w powtarzalnym i bezstratnym cyklu. Taka sama ilość dwutlenku

jest absorbowana z atmosfery, jak ilość wydalana podczas spalania biogazu. Aby ograniczyć zużycie energii oraz nadmierną rozbudowę infrastruktury biogaz może zostać oczyszczony z dwutlenku węgla, wody, siarkowodoru oraz innych zanieczyszczeń tak aby spełniał standardy jakości gazu ziemnego. Tak oczyszczony nosi nazwę biometanu.

Technologia uzdatniania biogazu którego zawartość metanu wynosi 50-70% do biometanu o zawartości metanu powyżej 90% składa się z kluczowych elementów które można szereg procesów:

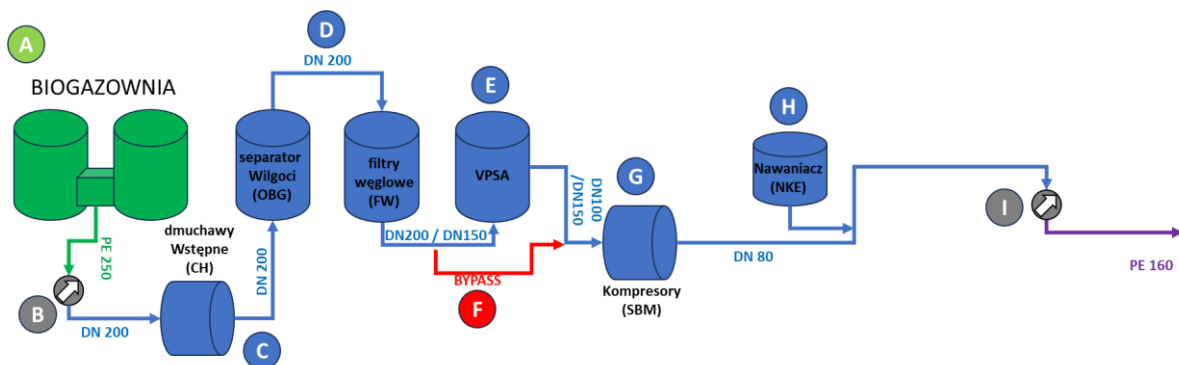
- Tłoczenie procesowe – przy użyciu dmuchawy, ciśnienie dyspozycyjne niezbędne do przetłoczenia gaz przez instalację technologiczną.
- Wstępne odsiarczenie - Najbardziej problematycznym składnikiem biogazu obniżającym jego jakość oraz możliwość jego dalszego wykorzystania są siarkowodór oraz związki krzemu (siloksany). Siarkowodór łącząc się z zawartą w biogazie parą wodną tworzy kwas siarkowy, stężenie siarkowodoru w surowym biogazie może sięgać 3 000 ppm. Siloksany powodują nadmierne zużywanie się elementów mechanicznych wszystkich urządzeń pracujących z Biogazem. Aby pozbyć się tych niechcianych związków gaz poddawany jest procesowi oczyszczania na złożu węgla aktywnego. Aktywacja węgla odbywa się w wysokiej temperaturze przy obecności pary wodnej. Po filtracji gaz praktycznie pozbawiony zanieczyszczeń.
- Osuszanie biogazu - Wstępnie biogaz jest w 100% nasycony parą wodną. Jej obecność niekorzystnie wpływa na wszystkie elementy przesyłowej oraz odbiorniki. Proces ten realizowany jest przez schładzanie gazu i wydzielaniu kondensatu. W skład kondensatu wchodzi także rozpuszczalne w wodzie gazy i aerozole stanowiące niepożądane składniki biogazu. Odciek z instalacji osuszania zostanie spowrotem skierowany do procesu.
- usunięcie CO₂ – celem tego procesu jest usunięcie dwutlenku węgla z biogazu. W wyniku czego gaz zostanie wzbogacony do czystości powyżej 90% metanu. A pozostały gaz procesowy zostanie odprowadzony do atmosfery lub w przyszłości zmagazynowany. Sam przebieg oddzielenia dwutlenku węgla od metanu może być przeprowadzany w następujących procesach:

Konsorcjum w oparciu o przeprowadzone analizy, jako technologię uszlachetniania biogazu do biometanu wybrało proces adsorpcji zmiennociśnieniowej. Ta technologia rozdzielania gazów oparta na zjawisku adsorpcji, opiera się na instalacji, która składa się z kilku zbiorników ciśnieniowych wypełnionych adsorbentem (np. zeolitami). Określenie "zmiennociśnieniowa" odnosi się do faktu, że ciśnienie w poszczególnych adsorberach nie jest stałe, lecz zmienia się w trakcie trwania procesu.

Ogólny schemat procesu / instalacji przedstawia poniższy rysunek:

- A – biogazownia
- B – pomiar parametrów biogazu na wejściu
- C – dmuchawy
- D – system filtrów
- E – VPSA (proces adsorpcji zmiennociśnieniowej)
- F – bypass
- G – kompresory
- H – nawaniacz
- I – pomiar parametrów biometanu na wyjściu.

Rysunek 3 - Ogólny schemat Systemu Uszlachetniania Biogazu do Biometanu

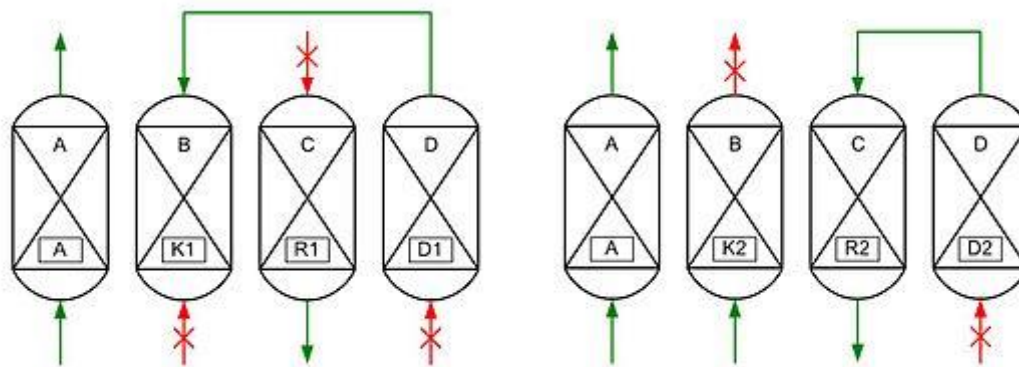


Proces adsorpcji dwutlenku węgla w adsorbentach stałych, takich jak zeolit, węgiel aktywny, krzemionka czy tlenek glinu opiera się na zdolności do adsorpcji pod wysokim ciśnieniem i zdolności do desorbowania pod niskim ciśnieniem. W tym celu wykorzystywane są równoległe kolumny adsorpcyjne, w których na przemian i po regeneracji rozpoczyna się nowy cykl. Aby uniknąć obniżenia wydajności procesu, składniki biogazu, takie jak woda czy siarkowodór muszą zostać wcześniej usunięte, ponieważ są nieodwracalnie adsorbowane na stałych adsorbentach. Dodatkowym atutem jest zdolność do adsorpcji innych zanieczyszczenia obecne w biogazie, takie jak azot czy tlen. W przypadku układów złożonych najprostsza sekwencja składa się z czterech faz (z których każdą można podzielić na dwie podfazy) – adsorpcji (A), dekompresji (D), regeneracji (R) oraz ponownej kompresji (K). Poszczególne fazy procesu następują kolejno we wszystkich pracujących adsorberach i są ze sobą ściśle połączone. Fazy procesu w poszczególnych zbiornikach są przesunięte względem siebie w czasie, tworząc układ zbiorników pod różnym ciśnieniem, zmieniającym się w trakcie procesu według ściśle zaprogramowanej sekwencji. Stąd nazwa "adsorpcja zmiennociśnieniowa".

Kluczowym etapem pracy adsorbera jest proces adsorpcji (A), w którym część gazów zostaje zaadsorbowana na powierzchni wypełnienia (np. zeolitów). Oczyszczony gaz, będący zasadniczym

produktem, zostaje odprowadzony z instalacji. Gdy adsorbent w zbiorniku A zostaje wyczerpany, dopływ gazu zostaje zamknięty a gaz wlotowy przekierowany do innego zbiornika, który przejmuje funkcję adsorbera. W zbiorniku, w którym odbywała się faza adsorpcji zaczyna się faza dekompresji ($D1 + D2$) a następnie regeneracji ($R1 + R2$).

Rysunek 4 - Proces adsorbpcji

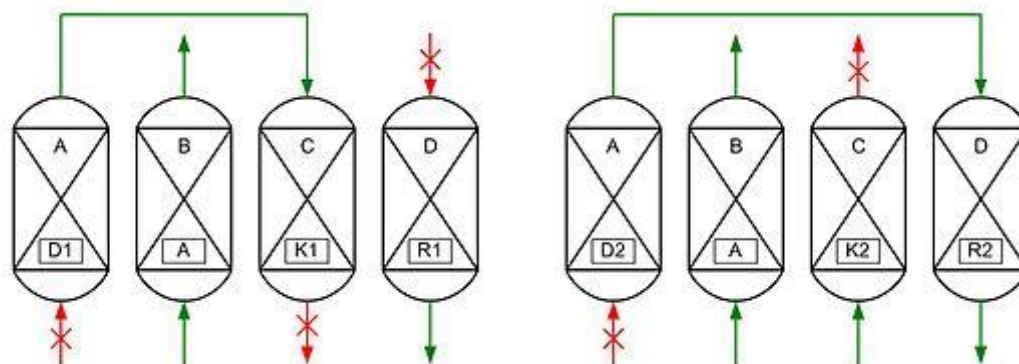


Faza 1a

Faza 1b

Gdy zamknięty zostaje dopływ do zbiornika, znajduje się w nim wysokiej czystości gaz pod ciśnieniem, który nie spełnia wymogów czystości produktu, ale może zostać poddany dalszemu oczyszczaniu (w innym zbiorniku). W pierwszej fazie dekompresji ($D1$) gaz ten zostaje przekierowany do zbiornika, który zakończył właśnie proces regeneracji w celu ponownej jego kompresji. W drugiej fazie dekompresji ($D2$, gdy ciśnienie spadnie do odpowiedniego poziomu) gaz zostaje skierowany do zbiornika, w którym odbywa się proces regeneracji ($R2$). Gdy ciśnienie w zbiorniku spadnie do odpowiednio niskiego poziomu rozpoczyna się proces regeneracji ($R1 + R2$).

Rysunek 5 - Proces adsorbpcji

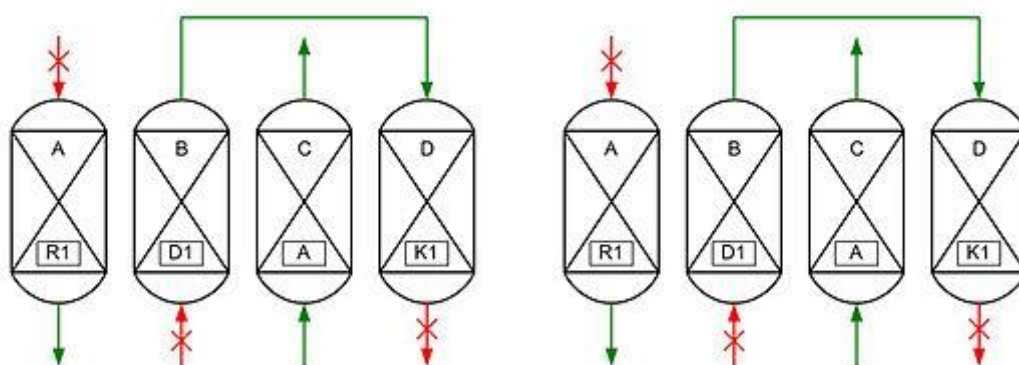


Faza 2a

Faza 2b

Aby uniknąć przedostania się zanieczyszczeń wraz z oczyszczonym gazem, w pierwszej fazie regeneracji (R1) zawór wylotowy zostaje zamknięty a zawór wlotowy otwarty. W ten sposób gaz zostaje wypuszczony w kierunku przeciwnym do kierunku przepływu gazu w fazie adsorpcji i skierowany do zbiornika na gaz reszkkowy. W dalszej fazie regeneracji (R2) do oczyszczenia adsorbenta użyty zostaje oczyszczony gaz (ze zbiornika, który właśnie znajduje się w fazie dekompresji D2). Po całkowitym zakończeniu fazy regeneracji zbiornik jest gotowy do kompresji i ponownej pracy w fazie adsorpcji.

Rysunek 6 - Proces adsorpcji

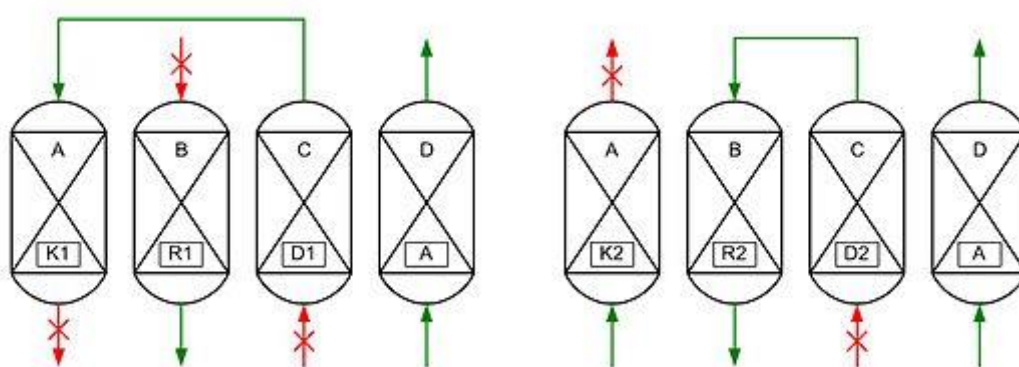


Faza 3a

Faza 3b

Do ponownej kompresji najpierw (faza K1) wykorzystuje się gaz ze zbiornika będącego w fazie dekompresji a następnie gaz oczyszczany (faza K2). Gdy zbiornik osiągnie ciśnienie robocze, cały cykl rozpoczyna się od nowa.

Rysunek 7 - Proces adsorpcji



Faza 4a

Faza 4b

Ostatnim elementem systemu jest tłocznia sieciowa, która „nawania” i spręża biometan do ok 4 bar, który następnie zostanie skierowany do sieci gazowej.

1.5. *Bio-gazociąg*

Zadanie badawcze „Budowa gazociągu”, było zadaniem zaplanowanym do realizacji w ramach DRUGIEGO ETAPU prac przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, jednak analogicznie jako to ma miejsce w przypadku większości zadań badawczych związanych z realizacją inwestycji infrastrukturalnej, z uwagi na czasochłonność związanych z tym faktem procedur formalno-prawnych - Konsorcjum podjęło decyzję o realizacji niektórych prac przygotowawczych (dokumentacyjno-formalnych) w ramach budżetu i w czasie realizacji zadania badawczego 1 „Budowa Symulatora”. Lista kluczowych działań, przewidzianych w HRF, związanych z omawianym zadaniem badawczym w podziale na prace realizowane w ramach ETAPU PIERWSZEGO i zrealizowane w ramach ETAPU DRUGIEGO, obejmowało:

1. Prace przygotowawcze (dokumentacyjno-formalne) realizowane w ramach budżetu zadania badawczego 1: Budowa Symulatora
2. Wykonanie projektu budowlanego z uzgodnieniami. Opracowana została koncepcja sieci bio-gazociągu i dokonano uzgodnień w właścicielami dróg (gmina Sokołów Podlaski i Miasto Sokołów Podlaski) oraz właścicielami działek, przez które będzie biegła trasa bio-gazociągu. Złożony został wniosek o wydanie decyzji w zakresie Uzgodnienia Lokalizacji Inwestycji Celu Publicznego. (Zadanie w trakcie realizacji)
3. Prace przygotowawcze (dokumentacyjno-formalne) realizowane w ramach budżetu zadania badawczego 1: Budowa Symulatora
 - 3.2 Decyzja Lokalizacja Inwestycji Celu Publicznego /LICP/ – ze względu na zmianę trasy sieci, które wynikało z braku zgody właścicieli działek zaistniała konieczność uzyskanie drugiej decyzji LICP dla nowej trasy
 - 3.3 Wykonanie projektu budowlanego z uzgodnieniami - zadanie zostało podzielone na cztery etapy, dla których zostały opracowane odrębne projekty budowlane
 - 3.4 Pozwolenie na budowę – zadanie zostało podzielone na cztery etapy, dla których uzyskano odrębne decyzje pozwolenia na budowę sieci gazowej; dodatkowo uzyskano dwie decyzje na budowę stacji redukcyjno-pomiarowej i odcinków gazociągu na terenie ZEC /Sokołów Podlaski ul. Piłsudskiego 8
 - 3.5 Dostawa materiałów i urządzeń
 - 3.6 Realizacja – odbiór końcowy został dokonany 27 listopada 2023 r.

1.6. Linia SN 15 kV

Zakres zadania badawczego (w tym elementy realizowane w ramach ETAPU PIERWSZEGO):

Budowa linii SN 15 kV o długości ponad 9km łączącej zasoby zlokalizowane w Grochowie (domena E) z zasobami zlokalizowanymi w Sokołowie Podlaskim oraz urządzeń stacyjnych na obydwu końcach sieci. Przesyłane media: energia elektryczna.

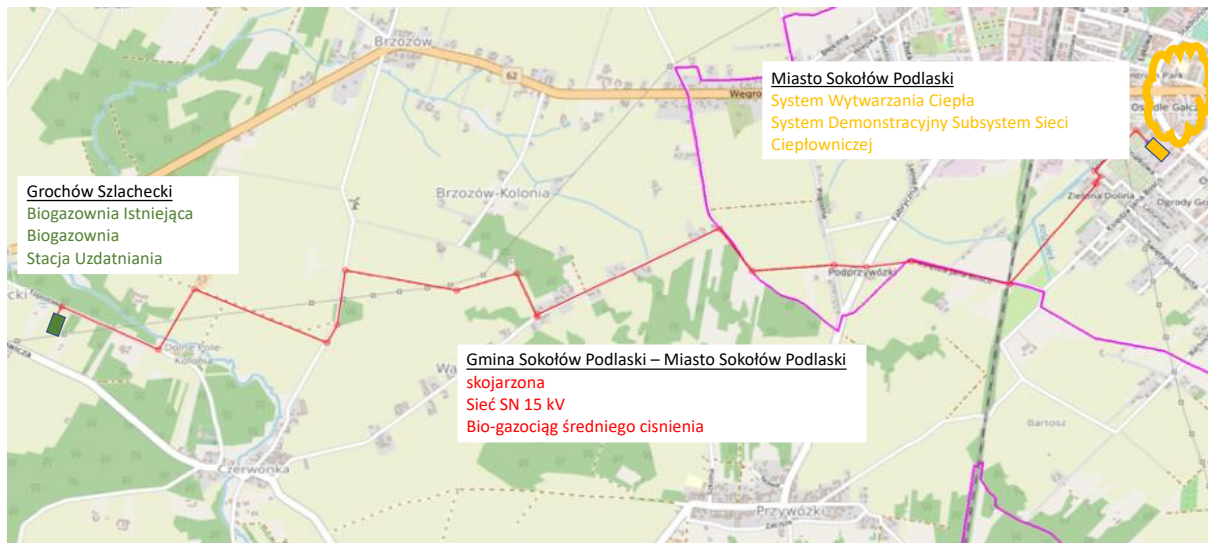
Elementy zadania badawczego zdefiniowane w ramach HRF:

1. Prace przygotowawcze (dokumentacyjno-formalne) realizowane w ramach budżetu zadania badawczego 1: Budowa Symulatora
2. *Decyzja Lokalizacja Inwestycji Celu Publicznego /LICP/* – ze względu na zmianę trasy sieci, które wynikało z braku zgody właścicieli działek zaistniała konieczność uzyskanie drugiej decyzji LICP dla nowej trasy
3. *Wykonanie projektu budowlanego z uzgodnieniami: zadanie zostało podzielone na cztery etapy, dla których zostały opracowane odrębne projekty budowlane, dodatkowo został opracowany projekt na wykonanie modernizacji rozdzielni SN w ZEC (Sokołów Podlaski ul. Piłsudskiego 8) oraz urządzeń stacyjnych wraz z rozdzielnią i okablowaniem /stacje trafo 15/0,4/na obydwu końcach sieci*
 - 3.1 Pozwolenie na budowę– *zadanie zostało podzielone na cztery etapy, dla których uzyskano odrębne decyzje pozwolenia na budowę sieci 15 kV;*
 - 3.2 Dostawa materiałów i urządzeń
 - 3.3 Realizacja – *odbiór końcowy został dokonany 27 listopada 2023 r.*

W trakcie prac ujawniło się ryzyko opóźnień związane z przecięciem zakładanej wstępnie trasy gazociągu z rurociągiem „Przyjaźń”. W celu eliminacji ryzyka zmieniono trasę linii gazociągu.

Zrealizowany przebieg trasy bio-gazociągu i kabla 15kV przedstawia Mapa 1.

Mapa 1 - Przebieg trasy bio-gazociągu i kabla 15kV



1.7. Bio-elektrociepłownia

Zadanie badawcze „Budowa Bioelektrociepłowni”, było zadaniem zaplanowanym do realizacji w ramach DRUGIEGO ETAPU prac przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, jednak z uwagi na czasochłonność związanych z budową procedur formalno-prawnych Konsorcjum podjęło decyzję o realizacji niektórych prac przygotowawczych (dokumentacyjno-formalnych) w ramach budżetu i w czasie realizacji zadania badawczego 1 „Budowa Symulatora” (w trakcie Pierwszego Etapu Przedsięwzięcia). Zakres zadania badawczego obejmował: budowę bio-elektrociepłowni, w taki sposób aby pracowała jako blok bio-kogeneracji o mocy 0,99 MWe (bCHP) zasilany paliwem, które będzie stanowił doprowadzany z biogazowni biometan, przy jednoczesnym powiązaniu poprzez ekonomizer z sekcją pompy ciepła woda-woda. Poniżej zamieszczona została lista kluczowych działań, przewidzianych w HRF, związanych z omawianym zadaniem badawczym w podziale na prace realizowane w ramach ETAPU PIERWSZEGO i planowane do realizacji w ramach ETAPU DRUGIEGO:

1. Prace przygotowawcze (dokumentacyjno-formalne) realizowane w ramach budżetu i w trakcie trwania zadania badawczego 1 „Budowa Symulatora” (ETAP PIERWSZY):
 - 1.2 opracowanie KIP,
 - 1.3 opracowanie Raportu oddziaływania na środowisko lub uzyskanie decyzji o braku konieczności opracowywania raportu (zadanie wykonane).
2. Prace planowane do realizacji w ramach ETAPU DRUGIEGO:
 - 2.2 uzyskanie WZZT.
 - 2.3 wykonanie projektu budowlanego,
 - 2.4 uzyskanie pozwolenia na budowę,
 - 2.5 dostawa materiałów i urządzeń,
 - 2.6 realizacja.

W trakcie realizacji prac Etapu Pierwszego, przeprowadzono dodatkowe prace analityczne mające na celu ocenę możliwości wykorzystania istniejącego w systemie ciepłowniczym PUIK kotła 3MW, które przyniosły pozytywne wyniki (niezbędna była tylko modernizacja palnika oraz instalacja ekonomizera jako urządzenia zewnętrznego zintegrowanego z pracą kotła). Wniosek w tej sprawie został skierowany do NCBR i uzyskał akceptację. W związku z możliwością zwiększenia mocy kotła biogazowego z 1 MW do 3 MW zmniejszono moc silnika kogeneracyjnego zasilanego biogazem z 1,3 MW do 0,99 MW mocy elektrycznej. Nie ujawniły się inne dodatkowe ryzyka związane z realizacją zadania. W oparciu o wyniki

symulacji zastosowano alternatywną w stosunku do pierwotnych założeń konfigurację, rozwiązania, gwarantującego poprawę kluczowych parametrów demonstratora (np. poprzez zmianę proporcji pomiędzy generacją energii z CHP i kotła dwupaliwowego). Konsorcjum zwróciło się do NCBR z wnioskiem i uzyskało akceptację zmian.

Głównym źródłem energii elektrycznej oraz ciepła Demonstratora Technologicznego jest agregat kogeneracyjny. Składa się on z silnika gazowego napędzającego generator prądu zmiennego 50Hz/400V (w ten sposób wytwarzana jest en. elektryczna). Dodatkowo w trakcie pracy agregat wytwarza ciepło pochodzące z chłodzenia bloku silnika, pierwszego stopnia intercoolera, chłodnicy oleju i dochładzania spalin. Ciepło to wykorzystywane jest w układach ciepłowniczych. Dzięki pracy w oparciu o obieg Millera charakteryzuje się on wysoką sprawnością elektryczną przy niezwyklej odporności na słabej jakości paliwo. Dodatkowo agregat wytwarza ciepło niskotemperaturowe pochodzące z chłodzenia intercoolera oraz wymiennika kondensacyjnego na spalinach. Agregat przystosowany jest do pracy na biometanie.

W skład każdego agregatu kogeneracyjnego wchodzi:

- Genset składający się z kompletnego silnika spalinowego na paliwo gazowe wraz z generatorem na ramie,
- Akcesoria silnika: ścieżka gazowa na gaz ziemny, połączenia elastyczne, instalacja olejowa (zbiornik oleju z pompą lubrykacyjną), bateria akumulatorów, okablowanie silnika,
- Panel sterowniczy agregatu,
- Szafa zasilająca i wyprowadzenia mocy,
- Główny system odbioru ciepła z agregatu obejmujący system odbioru ciepła z oleju, pierwszego stopnia intercoolera, bloku silnika i dochładzania spalin. Ciepło to wydawane jest na zewnątrz w postaci wody,
- System chłodzenia awaryjnego.

System sterowania

Agregat wyposażony jest w niezwykle nowoczesny system sterowania, który kieruje wszystkimi funkcjami sterowania pracą silnika:

- Systemem zapłonowym,
- Systemem przygotowania mieszanki paliwowo-powietrznej,
- Systemem kontroli prędkości obrotowej,
- Systemem startowym i wyłączeniowym silnika,
- Systemem kontroli parametrów pracy silnika,

- Systemem alarmów i układami ochrony silnika (m.in. system detekcji i ochrony przed spalaniem stukowym z oddzielnym czujnikiem na każdy cylinder).
- System sterowania agregatu wyposażony jest w dotykowy panel z którego, możliwy jest podgląd wszystkich parametrów agregatu, oraz sterowanie agregatu w trybie ręcznym (awaryjnie). System sterowania agregatu posiada wejścia i wyjścia do nadrzędnego systemu sterownia SCADA. Tak aby możliwe było zdalne zmienianie parametrów agregatu.

Agregat przystosowany jest do pracy równoległej z siecią elektroenergetyczną. Wyposażony jest w jednostkę synchronizacyjno-zabezpieczającą. Układ monitoruje częstotliwość i napięcie w sieci i dostosowuje parametry pracy agregatu. W wypadku powstania zakłóceń (po stronie sieci lub agregatu) jednostka rozsynchroizowuje agregat. Agregat posiada zdolność płynnej regulacji mocy w zakresie od 40 do 100% obciążenia znamionowego.

System cieplny

Ciepło użyteczne w agregacie pochodzi z chłodzenia pierwszego stopnia Intercoolera, oleju, bloku silnika i dochłodzenia spalin. W celu zabezpieczenia wymienników wewnętrznych i bloku silnika przed możliwym uszkodzeniem wynikającym z szkodliwego wpływu zanieczyszczonego chłodziwa lub zamarznięcia chłodziwa, układy te zostały wyizolowane za pomocą wewnętrznego obiegu glikolu. W tym układzie zwanym obiegiem głównym mieszanina wody i glikolu (roztwór) przepływa przez chłodnicę oleju, pierwszy stopień intercoolera i blok silnika, gdzie zostaje podgrzana do 90°C. Tak podgrzane chłodziwo trafia na wymiennik płytowy, na którym następuje schłodzenie mieszaniny za pomocą wody (lub innego chłodziwa) pracującego w obiegu zewnętrznym.

Obieg zewnętrzny agregatu jest to centralny system odbioru ciepła wytwarzanego na module. Chłodziwem obiegu standardowo jest woda o max. temperaturze na wejściu 70°C. Woda przepływając przez wymiennik płytowy oddzielający obieg główny od obiegu zewnętrznego schładza chłodziwo silnika. Temperatura wyjścia wody z modułu wynosi 85°C. Tak ogrzana woda następnie kierowana jest na wymiennik spalinowy gdzie zostaje dogrzana do 90°C. W celu utrzymania właściwej temperatury wody na wyjściu z modułu, oraz w celu zabezpieczenia agregatu przed zbytym wychłodzeniem układ jest wyposażony w zawór trójdrogowy podnoszący temperaturę powrotu do 70°C (w wypadku niższej temperatury), poprzez zmieszanie wody powrotnej na agregat z wodą wychodzącą z modułu (temp. 90°C). Stabilizacja temperatury wyjściowej odbywa się z kolei poprzez zmianę obrotów pompy obiegowej (praca na falowniku). Układ wewnętrzny (mieszanina wody i glikolu) posiada szereg zabezpieczeń chroniących agregat przed przegrzaniem i nadmiernym schłodzeniem. Są to m. in.:

- układ stabilizacji temperatury wody na bloku silnika - utrzymuje prawidłową temperaturę mieszaniny chłodzącej poprzez mieszanie strumienia opuszczającego silnik z strumieniem wchodzącym na silnik,
- układ zabezpieczający silnik przed przegrzaniem – zmniejsza moc agregatu w wypadku zbyt wysokich temperatur mieszaniny, aż do całkowitego zatrzymania jednostki, lub w sytuacji szybkiego wzrostu temperatury układu chłodzenia wyłącza silnik,
- układ zabezpieczenia przed odparowaniem chłodziwa na wymienniku spalinowym (pierwszy stopień chłodzenia) – w wypadku przekroczenia temperatury chłodziwa opuszczającego wymiennik, wyłącza agregat.

W ramach zadania została zamontowana chłodnia wentylatorowa wykonana w wersji cichej. Jej zadaniem jest rozproszenie nadwyżki ciepła obiegu niskotemperaturowego (intercolera) oraz ciepła wysokoparametrowego. Dyspozycyjny czas pracy agregatu wynosi ok.95%. W celu bezpiecznej i wieloletniej pracy agregat należy poddawać okresowym przeglądom serwisowym.

Elektrociepłownia została dostarczona w zabudowie kontenerowej 40 stopowej. Kontener techniczny agregatu wyposażony jest w kompletny system cieplny. Wewnątrz kontenera montowany jest system agregatu obejmujący ścieżkę gazową, pompy, armaturę i wymienniki, oraz szafę sterowniczą i wyprowadzenia mocy. Wykonany jest w wersji z izolacją akustyczną skrzyni kontenera oraz wentylacji przestrzeni agregatu. Poziom hałasu mierzony w odległości 7m od kontenera wynosi 70dB(A). W bezpośrednim sąsiedztwie kontenera lub na nim montowane są chłodnie awaryjne intercoolera (płaskie).

1.8. Przebudowany kocioł 3 MW – układ dwupaliwowy z ekonomizerem

Zadanie badawcze „Przebudowa kotła 3 MW – układ dwupaliwowy z ekonomizerem”, było zadaniem zaplanowanym do realizacji w ramach DRUGIEGO ETAPU prac przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, jednak z uwagi na czasochłonność związanych z budową biogazowni procedur formalno-prawnych (zagadnienie to, szerzej było opisane w dokumencie „Analiza zgód, pozwoleń formalnych i administracyjnych” dostarczonym jako jeden z wyników prac Etapu Pierwszego) Konsorcjum podjęło decyzję o realizacji niektórych prac przygotowawczych (dokumentacyjno-formalnych) w ramach budżetu i w czasie realizacji zadania badawczego 1 „Budowa Symulatora”. Zakres zadania badawczego (w tym elementy realizowane w ramach ETAPU PIERWSZEGO) obejmowało przebudowę kotła gazowego o mocy 3 MW, który będzie pracował zasilany dwoma rodzajami paliwa: biometanem i gazem ziemnym. Przebudowany kocioł poprzez ekonomizer i niskociśnieniowy zbiornik ciepła będzie współpracował z systemem pomp wysokotemperaturowych woda-woda.

Poniżej zamieszczona została lista kluczowych działań, przewidzianych w HRF, związanych z omawianym zadaniem badawczym w podziale na prace zrealizowane w ramach ETAPU PIERWSZEGO i ETAPU DRUGIEGO:

1. Prace przygotowawcze (dokumentacyjno-formalne) realizowane w ramach budżetu zadania badawczego 1: Budowa Symulatora
 - 1.2 Opracowanie i złożenie KIP
 - 1.3 Uruchomienie procedury zmierzającej do uzyskania decyzji w zakresie WZZT (decyzja dotyczyć będzie całego systemu wytwarzania ciepła).
2. Prace planowane do realizacji w ramach ETAPU II; Zadanie: Przebudowa kotła gazowego o mocy 3 MW wraz z ekonomizerem
 - 2.2 Wykonanie projektu budowlanego
 - 2.3 Uzyskanie pozwolenia na budowę
 - 2.4 Dostawa materiałów i urządzeń
 - 2.5 Realizacja

Koncepcja przebudowy kotła gazowego

Stan przed przebudową

Szczytowym źródłem ciepła dla Demonstratora Technologii jest przebudowany wysokosprawny kocioł wielopaliwowy. Kocioł wodny wysokoparametrowy współpracował z palnikiem gazowym zdolnym do pracy jedynie na gazie ziemnym grupy E. Konfiguracja ta, gwarantuje uzyskanie sprawności wytwarzania ciepła na poziomie 95% przy pełnym obciążeniu. Co jest typowym parametrem eksploatacyjnym nowobudowanych kotłów wodnych. Taka konfiguracja pozwala na osiągnięcie emisyjności na poziomie 56 kg CO₂/GJ wytworzonego ciepła.

Celem zadania przebudowy było dostawnie i dobudowanie szeregu elementów których zadaniem jest zmniejszenie emisyjności kotła przy pracy na gazie ziemnym oraz umożliwienie pracy na biometanie.

Do kotła gazowego został dobudowany dedykowany ekonomizer kondensacyjny którego zadaniem jest obniżenie temperatury spalin z ok. 120oC do ok. 60oC. W wyniku takiego zabiegu została zwiększona efektywność wykorzystania paliwa gazowego zasilającego kocioł. Dzięki takiemu zabiegowi jest możliwość uzyskania dodatkowo około 120kW lub osiągnięcie mocy 3000kW ale przy wykorzystaniu około 4% mniejszej ilości paliwa. Tak powstałe ciepło zostanie zagospodarowane i wprowadzone miejskiej sieci cieplnej.

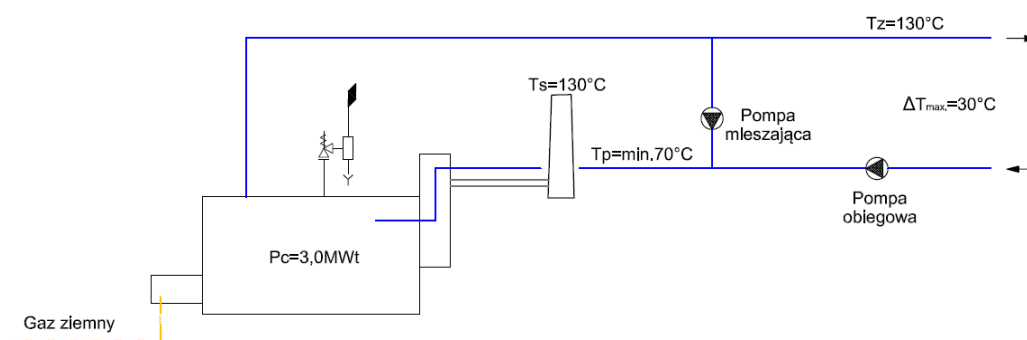
Dodatkowo została dobudowana dedykowana ścieżka biometanowa oraz moduł pracy naprzemiennej (gaz ziemny-biometan). Niezbędne było również dostosowanie układu automatyki kotła do pracy w takim reżimie pracy i przeprowadzenie certyfikacji zespołu ciśnieniowego polegające na uzgodnieniu i zatwierdzeniu unowocześnienia w Urzędzie Dozoru Technicznego oraz uzyskanie nowego certyfikatu CE.

Efekty środowiskowe, ekonomiczne oraz technologiczne:

1. Podniesienie sprawności wykorzystania paliwa o około 4% co przekłada się na redukcję 2 kg CO₂/GJ w porównaniu z istniejącym stanem przy spalaniu typowego gazowego paliwa węglowodorowego pochodzenia kopalnego.
2. Przy pracy na biometanie redukcji ulegnie 100% emisji co przekłada się na 56 kg CO₂/GJ
3. Maksymalne wykorzystanie istniejącej infrastruktury obniża koszt implementacji a co za tym idzie finalne koszty ciepła oraz podwyższa poziom replikowalności – wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych wykorzystuje kotły gazowe lub olejowe które można zmodernizować do pracy na biometanie.

Schemat pogłówny kotła przedstawiono poniżej

Rysunek 8 - Kocioł wysokoparametrowy z zabudowanym ekonomizerem zasilany gazem ziemnym



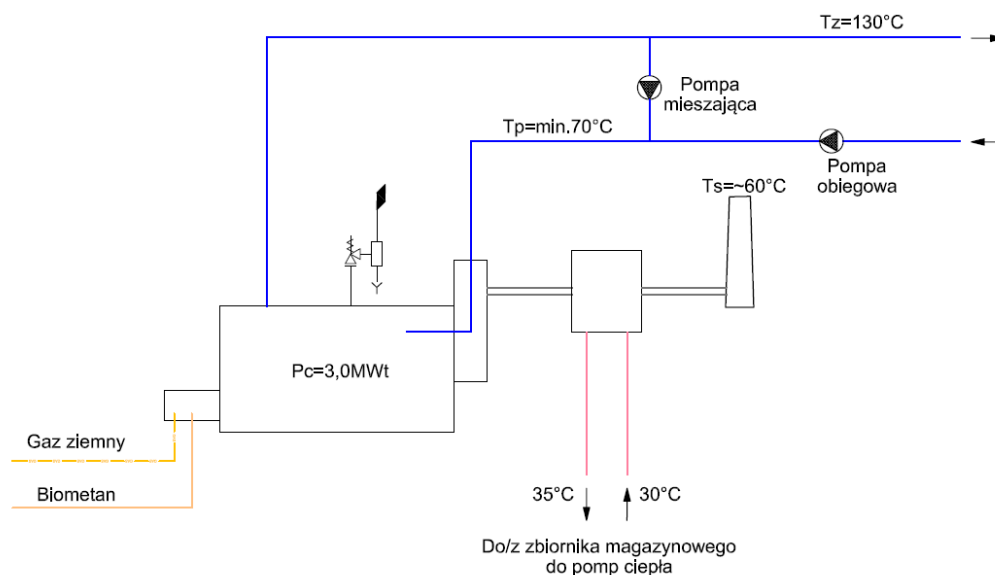
Cel unowocześnienia

Celem zadania unowocześnienia było dostawienie i dobudowanie szeregu elementów, których zadaniem jest zmniejszenie emisyjności kotła przy pracy na gazie ziemnym oraz umożliwienie pracy na paliwie bez emisyjnym w postaci biometanu.

Stan po unowocześnieniu

Do kotła gazowego zostały dobudowane elementy i wykonane działania jak opisano poniżej.

Rysunek 9 - Kocioł wysokoparametrowy z zabudowanym ekonomizerem oraz ekonomizerem kondensacyjnym zasilany gazem ziemnym i/lub biometanem



1. Ekonomizer kondensacyjny jako dedykowane urządzenie, którego zadaniem jest obniżenie temperatury spalin z ok. 120°C do ok. 60°C. W wyniku takiego zabiegu została zwiększona efektywność wykorzystania paliwa gazowego zasilającego kocioł. Dzięki temu pojawiła się możliwość uzyskania dodatkowo około 120kW lub osiągnięcie mocy 3000kW, ale przy

wykorzystaniu około 4% mniejszej ilości paliwa. Tak wytworzone ciepło zostanie zagospodarowane i wprowadzone do miejskiej sieci ciepłej.

2. Ścieżka gazowa przygotowana do pracy na biometanie. Biometan - gaz powstały w procesie fermentacji metanowej w biogazowni rolniczej i uzdatniony do jakości gazu ziemnego grupy E (paliwo bez emisyjne).
3. Moduł pracy naprzemiennej (gaz ziemny-biometan) i w zestawieniu z dostosowaniem układu automatyki kotła do pracy w takim reżimie pracy.
4. Certyfikacja zespołu ciśnieniowego polegająca na uzgodnieniu i zatwierdzeniu unowocześnienia w Urzędzie Dozoru Technicznego

1.9. System pomp ciepła typu powietrze/woda

Kolejnym istotnym komponentem Demonstratora Technologii jest wielostopniowa wysokotemperaturowa pompa ciepła typu powietrze/woda o parametrach jak niżej

Tabela 1 - Specyfikacja danych sekcji 3-ech pomp ciepła typu powietrze/woda.

Parametr lub wynik obliczeń	Wartość lub miano	Jednostka
Zastosowanie sieciowe lub budynkowe	sieciowe	brak
Rodzaj pompy ciepła	powietrze/woda	brak
Nominalna moc grzewcza poj. pompy ciepła (A7:W68-75)	176	kW
Nominalna moc elektryczna poj. pompy ciepła (A7:W68-75)	82.7	kW
Nominalny COP (A7:W68-75)	2.13	-
Produkcja energii termicznej (przekazanej do sieci ciepłowniczej)	1 314 ^{*)}	MWh
Energia elektryczna pobrana rocznie	604 ^{*)}	MWh
Sezonowy SCOP	2.17 ^{*)}	-

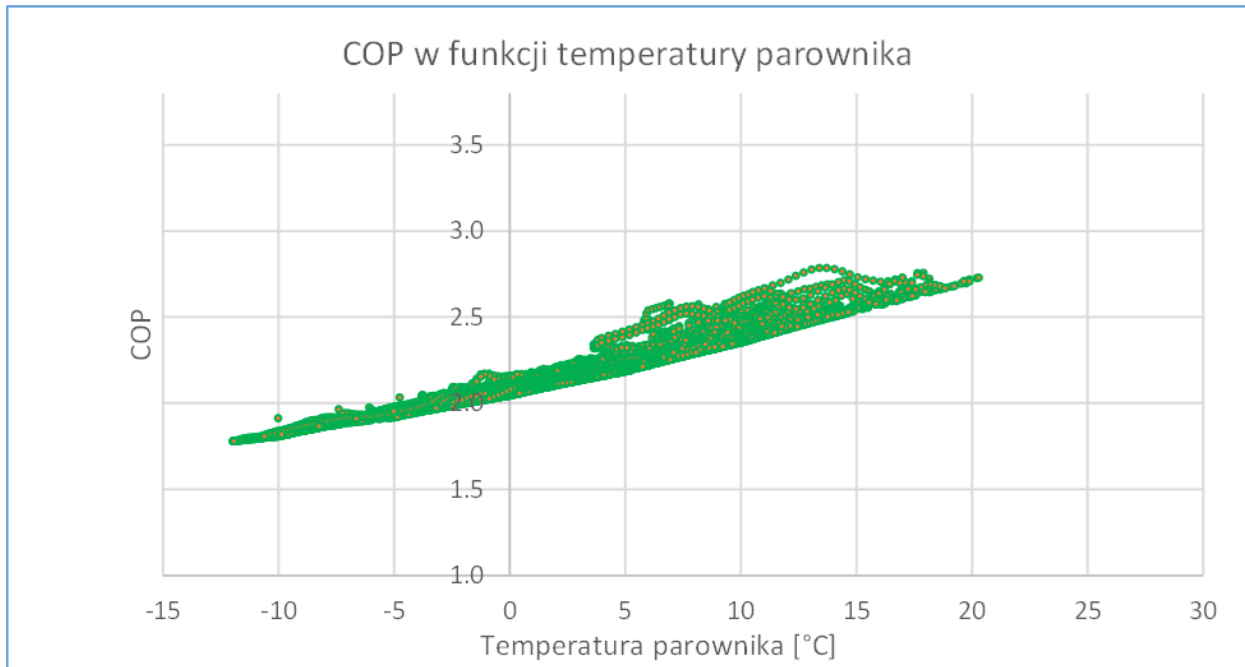
^{*)} za okres 01.04.24 – 31.03.25)

W przypadku gdy zapotrzebowanie na moc cieplną przekroczy założony próg do pracy wezwane zostaną wysokotemperaturowe pompy ciepła typu powietrze-woda. W takim przypadku strumień powrotnej wody sieciowej w pierwszej kolejności kierowany będzie do zespołu wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda. Taki wariant pracy gwarantuje osiągnięcie maksymalnych wartości współczynnika efektywności energetycznej ww. pomp ciepła. Obliczenia symulacyjne wykazują, że około 11 % ciepła wytworzonego na potrzeby odbiorców pochodzić będzie z wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze-woda. Dobrana kaskada pomp ciepła j.w. w okresie poza sezonem grzewczym może pokryć 100 % zapotrzebowania na ciepło do przygotowania C.W.U. – np. przy zasilaniu zieloną energią elektryczną z biogeneracji pracującej biogazowni w Grochowie (lokalny dostawca OZE)

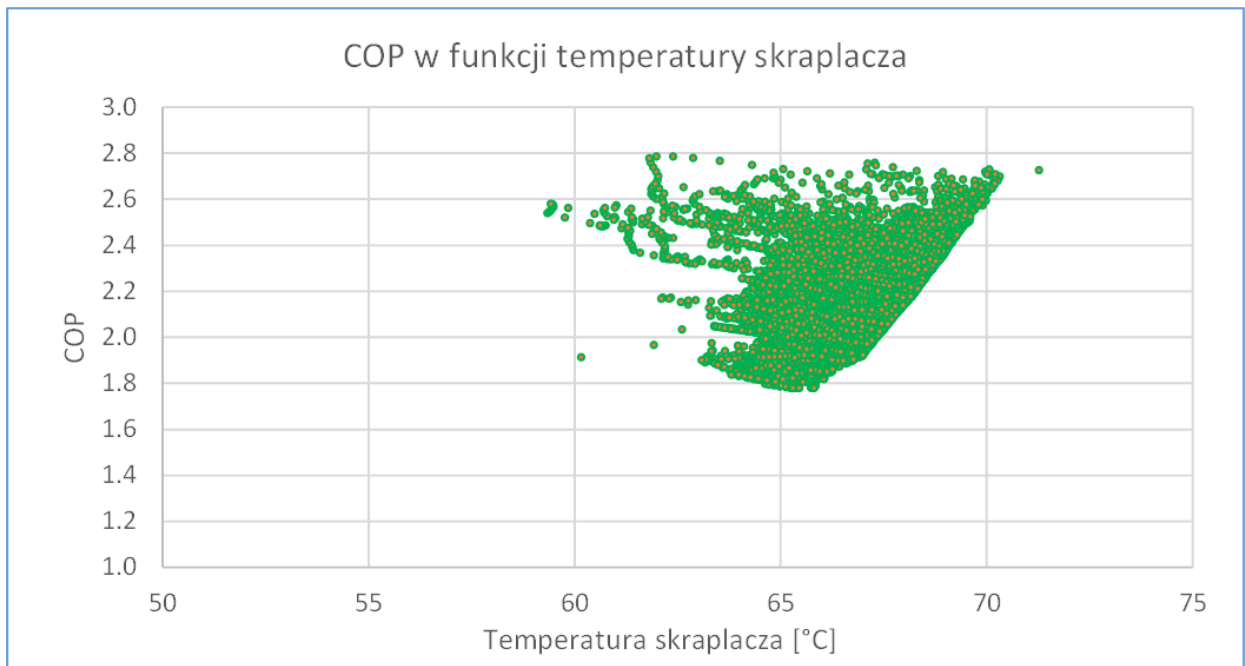
Ich zakres parametrów roboczych według obliczeń symulacyjnych pozwala na innowacyjne wykorzystanie w trakcie wstępnego podgrzewania powrotu grzewczej wody sieciowej. Ich cechą szczególną jest szeroki zakres pracy temperatury otoczenia *Rysunek 10*) oraz szeroki zakres temperatury na zasilaniu (*Rys. 6.8.2.*) . Obliczony bieżący współczynnik efektywności energetycznej (COP) tych pomp ciepła (*Rysunek 10, Rysunek 11*) zawiera się w przedziale od 1,8 do 2,8. (średniorocznie 2,17).

Zaznacza się, że pompy ciepła powietrze/woda nie są przewidziane w normalnym trybie pracy w okresie letnim gdyż priorytetem jest ciągła produkcja biogazu i praca modułu kogeneracyjnego. Osiągnięty rezultat uznaje się za zadowalający.

Rysunek 10 - Obliczony przebieg współczynnika COP zastosowanych pomp ciepła PCAW w funkcji temp. otoczenia



Rysunek 11 - Obliczony przebieg COP zastosowanych pomp ciepła PCAW w funkcji temp. zasilania



1.10. Budowa systemu pomp ciepła typu woda/woda

Jednym z istotnych komponentów Demonstratora Technologii jest kaskada wysokotemperaturowych pomp ciepła typu woda/woda o parametrach jak niżej.

Tabela 2 - Specyfikacja danych poj. pompy ciepła typu woda/woda

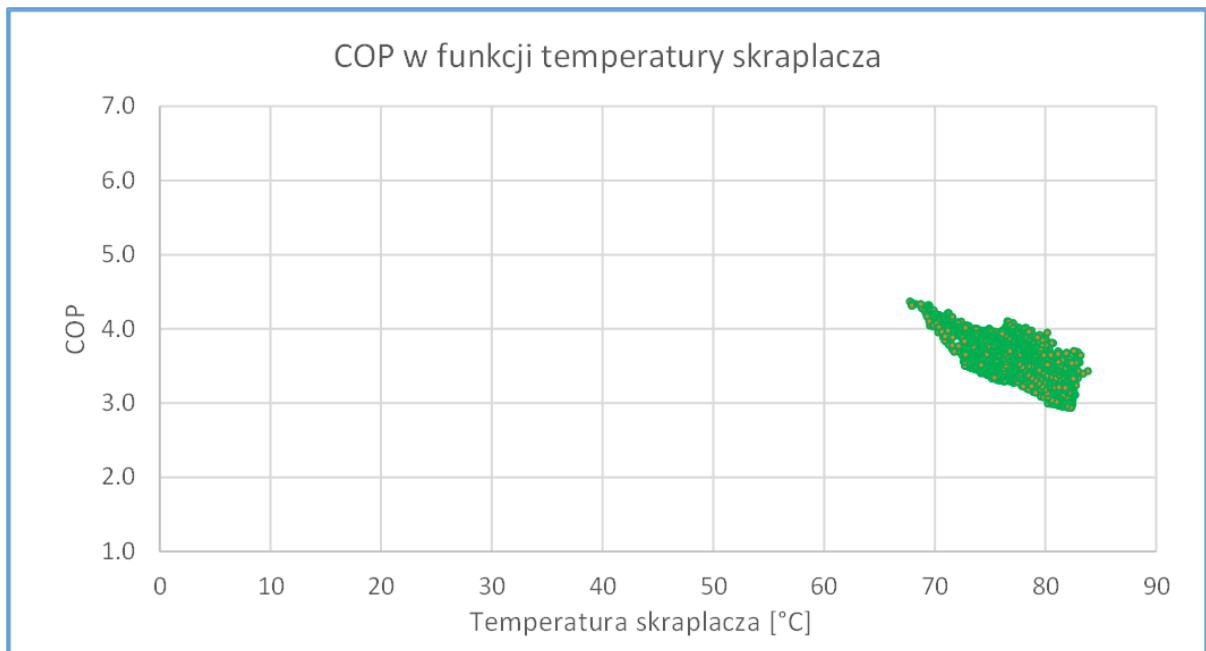
Parametr lub wynik obliczeń	Wartość lub miano	Jednostka
Rodzaj pompy ciepła	woda/woda	brak
Nominalna moc grzewcza (W20:W80-90)	168.9	kW
Nominalna moc elektryczna (W20:W80-90)	76.2	kW
Nominalny COP (W20:W80-90)	2.22	-
Produkcja energii termicznej (przekazanej do sieci ciepłowniczej)	1 704 ^{*)}	MWh
Energia elektryczna pobrana rocznie	466.00 ^{*)}	MWh
Sezonowy SCOP	3.66 ^{*)}	-
Rodzaj pompy ciepła	woda/woda	brak

^{*)} za okres 01.04.24 – 31.03.25)

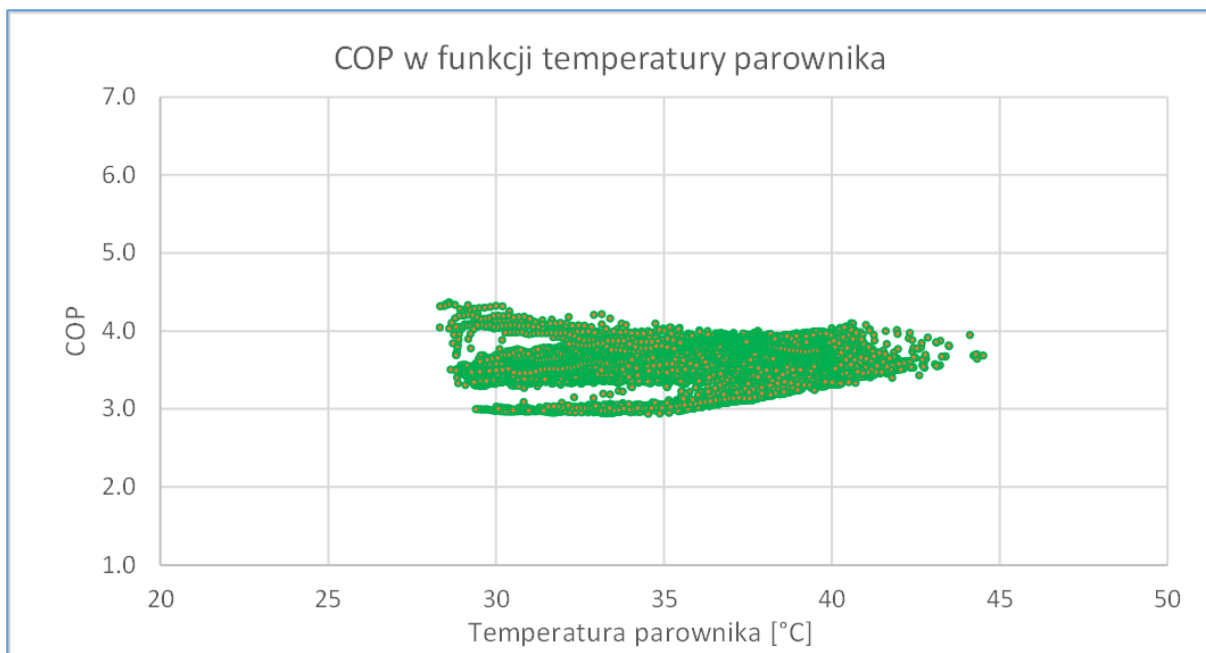
Kolejnym innowacyjnym komponentem wpiętym na powrocie z sieci ciepłowniczej jest system wysokotemperaturowej pompy ciepła typu woda/woda, gdzie dolnym źródłem ciepła jest system chłodzenia układu turbodoładowania modułu/modułów kogeneracyjnych oraz dwa kondensujące ekonomizery spalin. Pierwszy z nich zainstalowany zostanie na wylocie spalin modułu kogeneracyjnego a drugi na wylocie spalin wysokotemperaturowego kotła grzewczego zasilanego biogazem (w szczytach zapotrzebowania gazem ziemnym). Obliczenia symulacyjne wykazują, że ponad 10% ciepła wytworzonego na potrzeby odbiorców pochodzić będzie z wysokotemperaturowej pompy ciepła typu woda-woda.

Zaplanowany zakres parametrów roboczych pozwala na innowacyjne wykorzystanie w zakresie temperatury dolnego źródła ciepła (odzysku ciepła) pomiędzy 27 °C a 42 °C. Na zasilaniu osiągnięty zakres temperatury zawiera się pomiędzy 65 °C a 82 °C co jest osiąganym tylko przez specjalistyczne pompy ciepła. Przy tak wysokich parametrach na zasilaniu obliczony bieżący współczynnik efektywności energetycznej (COP) tych pomp ciepła (*Rysunek 12, Rysunek 13*) zawiera się w przedziale od 3,0 do 4,4 (średniorocznie 3,66) co uznaje się za rezultat bardzo zadowalający.

Rysunek 12 - Obliczony przebieg COP zastosowanych pomp ciepła PCWW w funkcji temp w dolnym źródle ciepła



Rysunek 13 - Obliczony przebieg COP zastosowanych pomp ciepła PCWW w funkcji temp. zasilania



1.11. Sprzęgło i system pomiarowy

Zadanie badawcze „Budowa sprzęgła i instalacja systemu pomiarowego”, było zadaniem zrealizowanym w ramach DRUGIEGO ETAPU prac przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, w przeciwieństwie do innych zadań o charakterze infrastrukturalnym, w tym zadaniu nie występowało ryzyko przedłużających się procedur formalno-prawnych. Poniżej zamieszczona została lista kluczowych działań, przewidzianych w HRF, związanych z omawianym zadaniem badawczym zrealizowanych w ramach ETAPU DRUGIEGO:

1. Prace planowane do realizacji w ramach ETAPU II; Zadanie: Budowa sprzęgła i instalacja systemu pomiarowego
- 1.2 uzyskanie WZZT. Uzgodnienie KIP (Zadanie rozpoczęte),
- 1.3 wykonanie projektu budowlanego,
- 1.4 uzyskanie pozwolenia na budowę,
- 1.5 dostawa materiałów i urządzeń,
- 1.6 realizacja

Zakres zadania badawczego obejmował budowę sprzęgła integrującego wydzielony subsystem ciepłowniczy z pozostałą częścią miejskiego układu dystrybucji ciepła oraz zintegrowanego systemu pomiarowego. Dodatkowo obejmował przebudowę / rekonfigurację układu hydraulicznego gałęzi „B” w sposób gwarantujący uzyskanie zakładanych parametrów.

W trakcie prac nad pozostałymi zadaniami badawczymi ujawniło się ryzyko wzrostu kosztów realizacji zadania badawczego będące skutkiem gwałtownego wzrostu cen materiałów budowlanych i konstrukcyjnych, które dotyczy także zadania badawczego 10. W celu ograniczenia ryzyka, na etapie opracowania Studium Wykonalności, Konsorcjum przeprowadziło powtórne szacowanie ceny bazujące na aktualnych rynkowych ofertach. Dodatkowo, w trakcie prac mających na celu doprecyzowanie parametrów sieci (Gałęzi „B”) ujawniła się potrzeba rekonfiguracji układu hydraulicznego. Podział sieci na gałęzie: A,B,C został przedstawiony na Mapie 2.

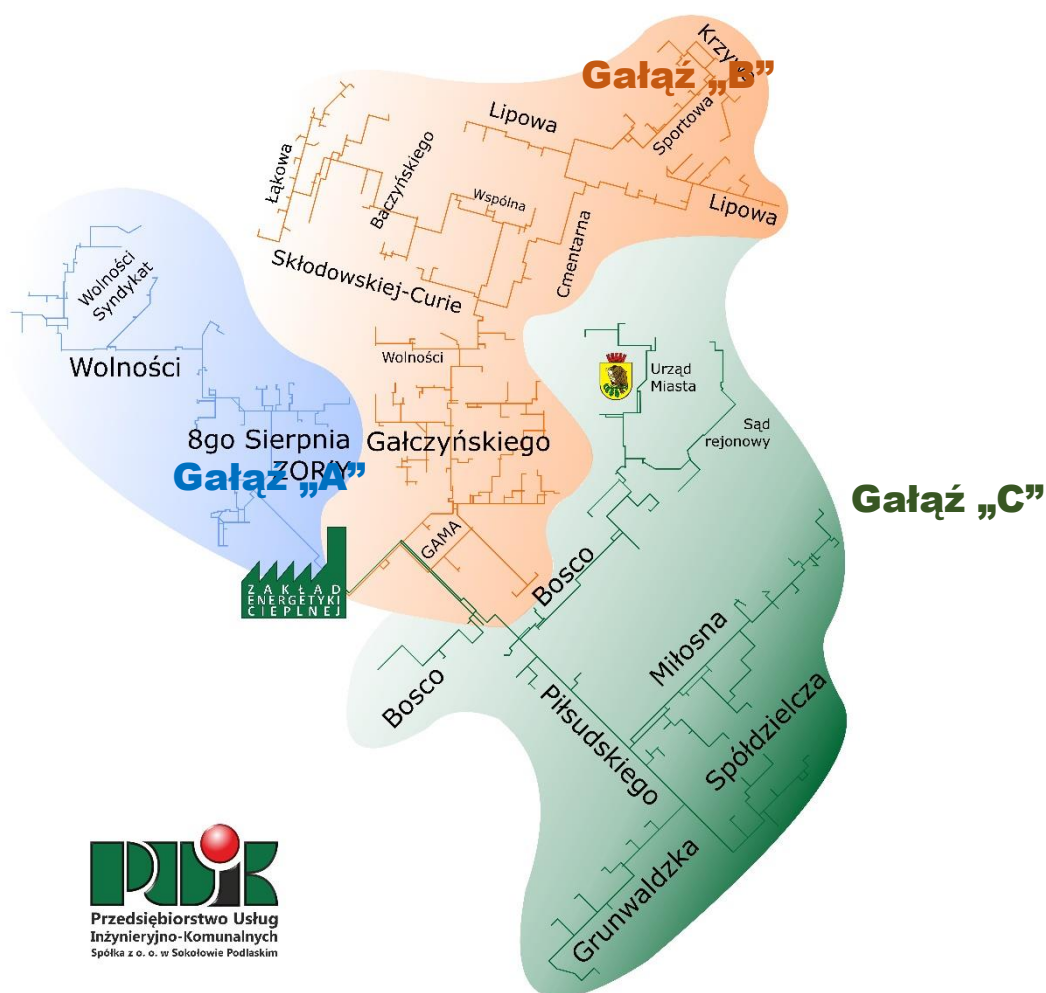
Na potrzeby budowy Demonstratora technologii, Konsorcjum zaplanowało wydzielenie fragmentu istniejącej sieci ciepłowniczej eksploatowanej przez Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych Spółka z o.o. Wydzielenie fragmentu sieci dokonane zostało poprzez budowę dwóch dodatkowych odcinków sieci i rekonfigurację układu hydraulicznego. Dokładny opis zagadnienia znajduje się w dokumentach „Opis koncepcji” stanowiącej element zaktualizowanego wniosku oraz „Lokalizacja Demonstratora technologii” (dokumenty dostarczone na zakończenie Etapu Pierwszego). Wydzielony

na potrzeby Demonstratora fragment sieci (Gałąź „B”) zasila lokale o łącznej powierzchni 91 172,17 m² i objęcie swoim zasięgiem 1406 lokali w 123 budynkach.

Powierzchnia lokali, do których dostarczana będzie ciepła woda użytkowa stanowi 98,6% całkowitej powierzchni użytkowej objętej dostawami centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej.

Powierzchnia lokali mieszkalnych do których dostarczana będzie ciepła woda użytkowa i centralne ogrzewanie, to 73 019,43 m², co stanowi 80,09% całkowitej powierzchni użytkowej objętej dostawami centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej.

Mapa 2 - Uproszczona mapa podziału sieci ciepłowniczej PUIK



1.12. *Inteligentny system zarządzania i sterowania*

W zakresie tego obszaru zbudowany został nadrzędny system sterowania i zarządzania pracą Demonstratora Technologii. Opracowany systemem monitoringu obejmujący pomiar i rejestrację:

- bieżącego zużycia paliwa biogazowego przez moduł kogeneracyjny (liczniki i przepływomierze biogazu)
 - bieżące użycie paliwa biogazowego przez szczytowy kocioł grzewczy (liczniki i przepływomierze biogazu)
 - ilości energii procesowej odzyskiwanej z ciepła odpadowego
 - bieżący pomiar wartości opałowej biometanu (w oparciu o wyniki z wielokanałowego analizatora gazu)
 - pomiar ilości ciepła na pierwotnych i wtórnych obiegach sprężel hydraulicznych (liczniki ciepła)
 - pomiar ilości odzyskanego ciepła procesowego (liczniki ciepła)
 - z ekonomizera kondensującego modułu kogeneracyjnego
 - z obiegu intercoolera modułu kogeneracyjnego
 - z ekonomizera kondensującego szczytowego kotła grzewczego
 - pomiar wytworzonej energii w module kogeneracyjnym
 - pomiar bieżącego zakupu energii od KSE
 - pomiar bieżącej sprzedaży energii do KSE
 - pomiar ciepła transferowanego do sieci ciepłowniczej.
 - pomiar zużycia energii elektrycznej
 - w biogazowni
 - przez System Uszlachetniania Biogazu
 - pompy ciepła typu powietrze/woda
 - pompy ciepła typu woda/woda
 - wybrane urządzenia pomocnicze, takie jak stacje pogodowe
- Elementami uzupełniającymi będą są zewnętrzne takie jak: notowania giełd towarowych (gazu, energii elektrycznej), analiza kalendarza pod kątem świąt itp.

1.13. Integracja Pracy Demonstratora

W zakresie pracy Demonstratora Technologii znajdują się następujące przedsięwzięcia:

- integracja informacyjna elementów systemu
- integracja nadrzędnego sterowania, o którym mowa w rozdziale poprzednim z indywidualnymi fabrycznymi regulatorami i sterowaniem fabrycznym poszczególnych komponentów;
- integracja nadrzędnego sterowania z system pomiarowym i monitorującym zużycie paliw i wytwarzanie energii elektrycznej;
- integracja w zakresie rejestracji i wizualizacji kluczowych parametrów demonstratora jak:
 - bieżąca i zakumulowana produkcja ciepła i energii elektrycznej,
 - bieżące i zakumulowane zużycie paliw i energii elektrycznej,
 - bieżący i zakumulowany udział OZE w strukturze wytwarzanego ciepła i energii elektrycznej,
 - bieżący i zakumulowany jednostkowy wskaźnik emisji CO₂
- integracja w zakresie zdalnego i miejscowego nadzoru regulacji i nastaw kluczowych parametrów procesu;
- integracja w zakresie zdalnego i miejscowego nadzoru serwisowego kluczowych parametrów technicznych zastosowanych komponentów.

2. Lokalizacja Demonstratora Technologii

Prezentowane rozwiązanie zlokalizowane zostało w województwie mazowieckim, na terenie Powiatu Sokołowskiego, w mieście Sokołów Podlaski i gminie Sokołów Podlaski. Demonstrator łączy trzy, obecnie odrębne domeny:

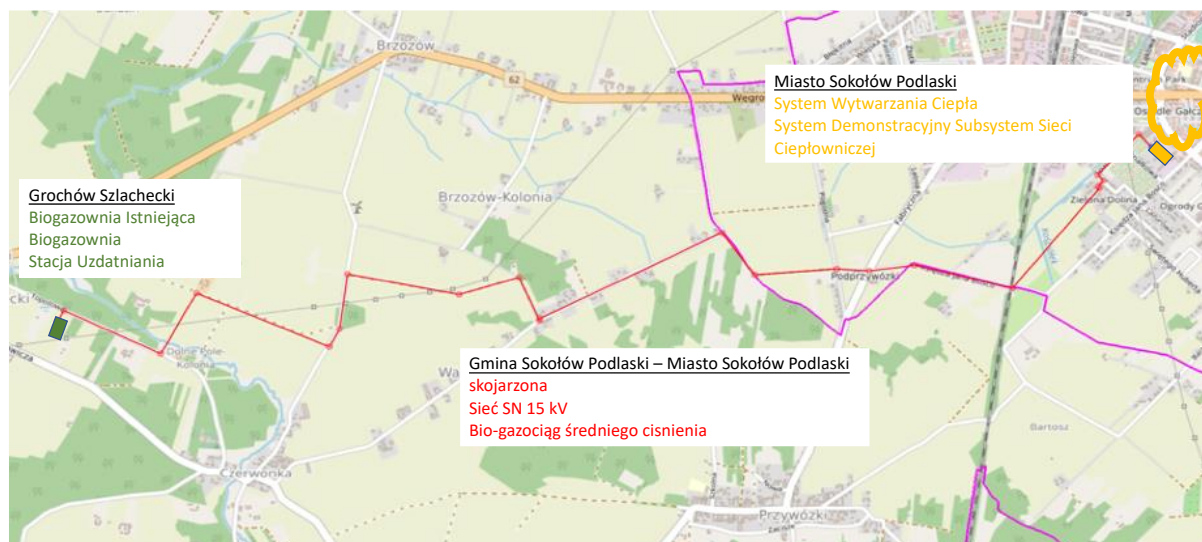
- Pierwsza domena: system ciepłowniczy istniejący na terenie miasta Sokołów Podlaski.
- Druga domena: biogazownia pracująca w oddalonym o 8 km Grochowie Szlacheckim.
- Trzecia domena: infrastruktura sieciowa, którą stanowi biogazociąg oraz linia SN 15 kV, która łączy dwie wyżej wymienione domeny i związana jest z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE) oraz siecią dystrybucyjną PGED.

Lokalizacje poszczególnych elementów DT znajdują się w następujących obszarach administracyjnych:

- Grochów Szlachecki/gmina Sokołów Podlaski: Biogazownia razem z Systemem Uszlachetniania biogazu do biometanu;
- gmina Sokołów Podlaski: skojarzona sieć 15 kV i gazociągu - odcinek o długości ok. 6.4km;
- miasto Sokołów Podlaski: skojarzona sieć 15 kV i gazociągu - odcinek o długości ok. 2.9km, dwupaliwowy kocioł gazowy, elektrociepłownia skojarzona z systemem wytwarzania ciepła pomp ciepła: woda-woda i powietrze-woda, wydzielony obieg sieci ciepłowniczej (subsystem).

Poniższy rysunek wskazuje lokalizacje Demonstratora Technologii, które obejmują wszystkie, opisane powyżej domeny.

Mapa 3 - Lokalizacja Demonstratora Technologii



Pracujący w pierwszym obszarze system ciepłowniczy został zmodernizowany w ostatnich 6 latach i obecnie obejmuje: w pełni preizolowaną sieć ciepłowniczą o długości ok. 12 km oraz system wytwarzania ciepła w bloku kotłowni węglowej 2 x 6,5 MW, kotłowni gazowej 3 MW i elektrociepłowni gazowej 2 x 0,5 MWe. Jednym z efektów przeprowadzonej modernizacji było wyprowadzenie systemu ciepłowniczego z obowiązku uczestniczenia w handlu uprawnieniami do emisji tzw. ETS.

Sieć ciepłownicza jest własnością Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych Spółka z o.o. prowadzącego działalność gospodarczą między innymi w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji ciepła na terenie miasta Sokołów Podlaski. Sieć ciepłownicza o długości 25,9 km zasila w gorącą wodę węzły cieplne w ilości 223 sztuk zlokalizowane w budynkach przemysłowych, mieszkalnych i użyteczności publicznej. Z ciepłowni miejskiej wychodzą dwie magistrale ciepłownicze o średnicy DN 200 i DN 300. Na potrzeby Systemu Demonstracyjnego skonfigurowany zostanie wydzielony obieg (gałąź „B”), którego zapotrzebowanie na ciepło to około 40% zapotrzebowania pełnej sieci.

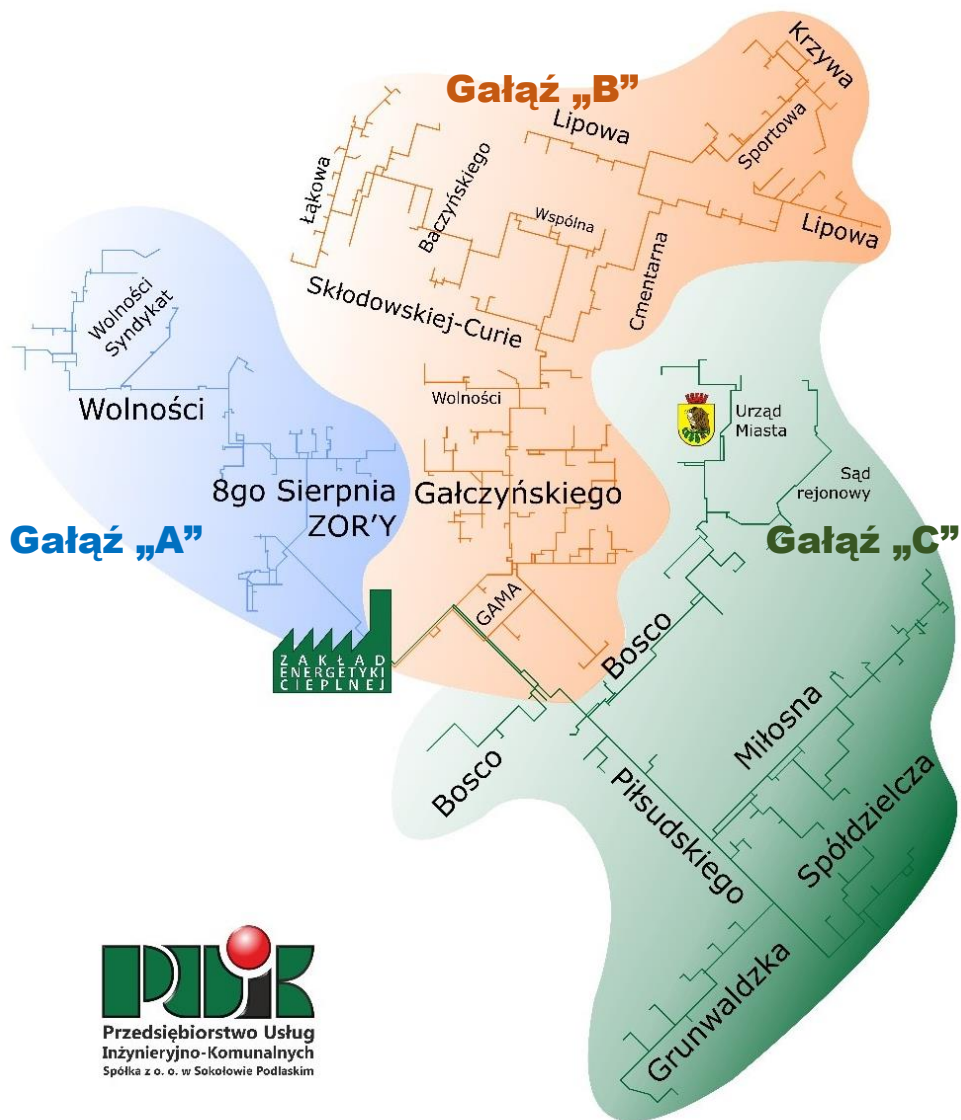
Wydzielona sieć (gałąź „B”) obejmie swoim zasięgiem 1406 lokali znajdujących się w 123 budynkach o łącznej powierzchni użytkowej 91 172,17 m². Przy czym powierzchnia, do której dostarczana będzie ciepła woda użytkowa (CWU), to 89 912,39 m², a powierzchnia mieszkalna, to 73 019,41 m². Zakładany wskaźnik OZE w wydzielonym obiegu, to ok. 95% (OZE w ciepłe).

Poniższa tabela obrazuje charakterystyczne parametry wydzielonego obiegu.

Tabela 3 - Parametry wydzielonego obiegu sieci ciepłowniczej (subsystem)

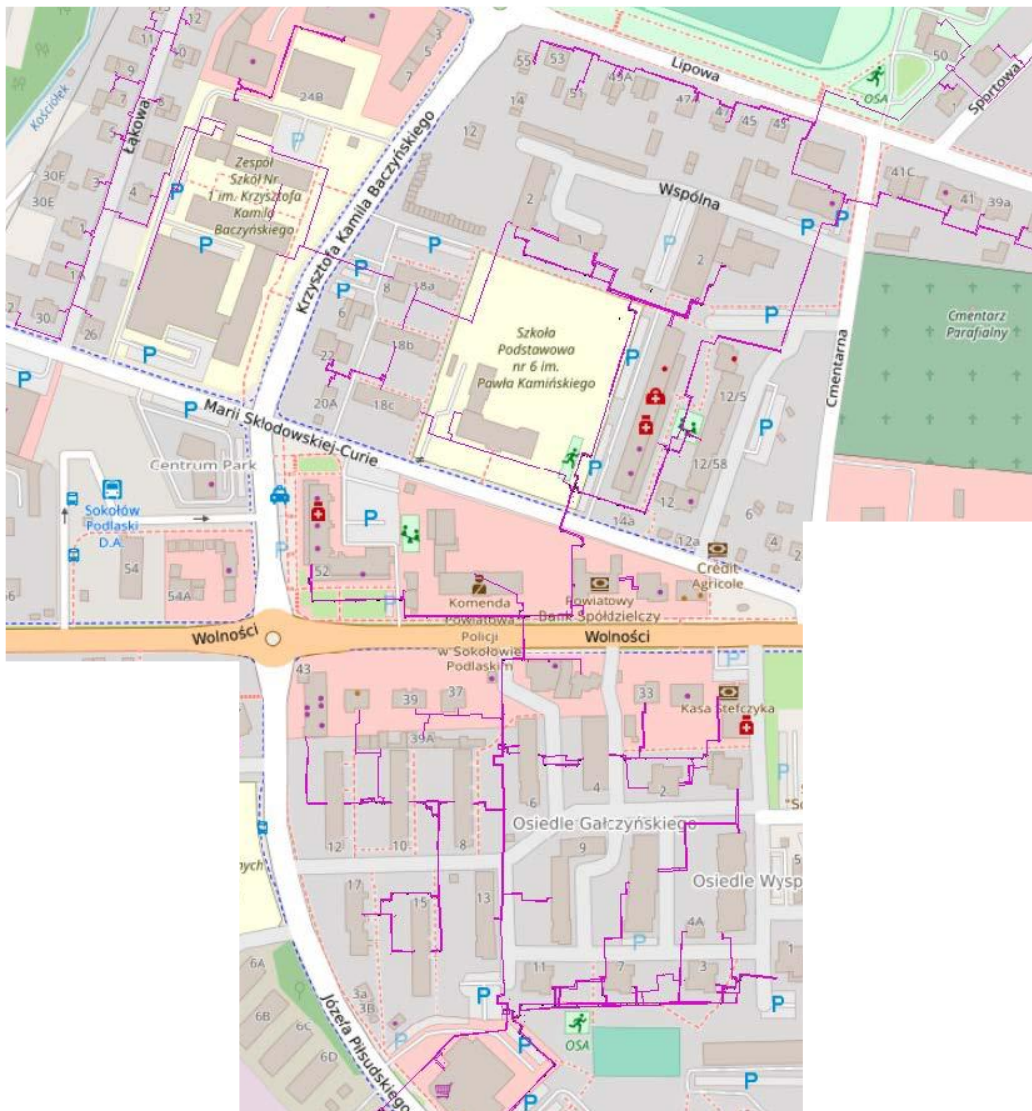
Parametr	Jedn.	Wartość	UWAGI
łąćzna powierzchnia ogrzewana (CO)	m ²	91 172.17	
łąćzna powierzchnia ogrzewana (CO) z przygotowaniem CWU (odbiorcy A)	m ²	89 912.39	
łąćzna powierzchnia ogrzewana (CO) bez przygotowania CWU (odbiorcy B)	m ²	1 259.78	
Termodynamiczne zapotrzebowanie ciepła netto (na wymiennikach) energii na potrzeby CWU (odbiorcy A)	MWh/rok	2 703.4	obliczenia przy założeniu: zapotrz. jedn. = 1,6 l/(m ² ·24h) ; T _z =55°C ; T _p =10°C; c _w = 4.178 J/(kg·K); r _w = 985.73 kg/m ³ (wg zał. B)
Termodynamiczne zapotrzebowanie ciepła brutto (na wymiennikach) energii na potrzeby CWU	MWh/rok	4 136.50	Dane uwzględniają straty w transporcie i magazynowaniu ciepła
łąćzne zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców na potrzeby CO oraz przygotowanie CWU	MWh/rok	11 158.50	Dane uwzględniają straty w transporcie i magazynowaniu ciepła
Rzeczywiste zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców na CO [MWh/rok]	MWh/rok	7 021.86	
Rzeczywiste jednostkowe zapotrzebowania na energię do CO	kWh / (m ² ·rok)	77.02	

Mapa 4 - Obiegi sieci ciepłowniczej (subsystem)



Szczegółowa topologia wydzielonego obiegu pokazana jest na rysunku poniżej.

Mapa 5 - Topologia wydzielonego obiegu



Demonstrator Technologii charakteryzuje się dużą rozległością. Jego domeny położone są na terenie gminy i miasta Sokółka Podlaski. Ze względu na dużą odległość pomiędzy źródłem zapewniającym paliwo (biogazownia skojarzona ze stacją uzdatniania) a systemem wytwarzania ciepła zaistniała konieczność budowy infrastruktury sieciowej o długości ponad 9 km.

3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni

3.1. Wnioski dot. projektowania, z uwzględnieniem aspektu modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS

Rozdział niniejszy przedstawia wnioski dotyczące modelowania numerycznego, zrealizowanego za pomocą oprogramowania TRNSYS18.

WNIOSEK PIERWSZY

W ramach procesu modelowania numerycznego skorzystano z rzeczywistych parametrów statycznych i dynamicznych, takich jak dane meteorologiczne i dane termodynamiczne zapotrzebowania na ciepło..

Podstawowe dane zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4 - Wykaz głównych rezultatów obliczeń symulacyjnych

L.P.	Rezultaty obliczeń	Jedn.	01.01.24 do 31.12.26	01.04.24 do 31.03.25
1	Udział OZE	%	97,0	97,0
2	Całkowita produkcja ciepła	MWh/rok	15 270	15 405
3	Ciepło dostarczone do odbiorców	MWh/rok	10 932	10 932
4	Wytworzona energia elektryczna	MWh/rok	7 509	7513
5	Zakup EEL. OZE	MWh/rok	0,0	0,0
6	Straty procesowe	MWh/rok	1 082	1 080

Zauważa się, że praktycznie okresy analizy nie wpłynęły na końcowe rezultatu pracy demonstratora – wyniki są wręcz identyczne.

WNIOSEK DRUGI

Wyniki obliczeń symulacyjnych potwierdzają, że dotrzymane zostaną warunki konkursowe w zakresie dotrzymania minimalnego udziału OZE, który zostały określone na 80%.

WNIOSEK TRZECI

Ze skutkiem pozytywnym potwierdzono też zasadność tez postawionych we wszystkich problemach badawczych. Analizy dokonano w kontekście dyrektyw: EPBD, RED II, EED, które stanowią zasadnicze ramy dla dalszego funkcjonowania i rozwoju systemów ciepłowniczych w Polsce.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze, w tym kogeneracyjne, w coraz szerszym zakresie i w coraz dłuższym horyzoncie są obejmowane przepisami unijnymi mającymi na celu obniżanie emisji CO₂ i poprawę efektywności energetycznej. W szczególności nowelizacje dyrektyw i celów w sprawie:

- promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych 2018/2001 z 11.12.2018 (RED II),
- efektywności energetycznej 2018/2002 z 11.12.2018 (EED),
- charakterystyki energetycznej budynków (EPBD),
- celów EU 20230/2050 „Fit for 55” - Wsparcie zmian w budynkach, ogrzewnictwie, Ciepłownictwie,
- celów REPowerEU - Reakcja UE na wojnę Rosji w Ukrainie,

znacząco przyspieszą proces transformacji systemów ciepłowniczych (OZE, ciepło odpadowe, wysokosprawna kogeneracja lub miks tych technologii) w kierunku budowy efektywnych systemów energetycznych i lepszego wykorzystania potencjału już istniejących efektywnych systemów ciepłowniczych oraz poszukiwania optymalnych rozwiązań dostaw ciepła i ciepłej wody użytkowej.

Powyższe dyrektywy są ze sobą powiązane i sposób ich implementacji na poziomie krajowym wymaga spójnego podejścia i przyjęcia rozwiązań wzajemnie ze sobą współgrających. Ze względu na dużą elastyczność w wyborze narzędzi i sposobów realizacji celów określonych w przepisach unijnych, konieczne jest przyjęcie rozwiązań z jednej strony efektywnych kosztowo z punktu widzenia cen ciepła i chłodu, a z drugiej strony przyczyniających się w jak największym stopniu do redukcji emisji CO₂ i oszczędności zużycia energii pierwotnej i końcowej.

Zmiana technologii produkcji ciepła i/lub zmiana miksu paliwowego będzie warunkiem koniecznym z punktu widzenia spełnienia standardów energetycznych nowych budynków i budynków podlegających głębokiej renowacji od 1 stycznia 2021 r. Nowe, ambitniejsze wskaźniki nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla potrzeb ogrzewania, wentylacji i ciepłej wody (EP), ale również chłodu, wymuszają wprowadzenie do miksu paliwowego odnawialnych źródeł energii lub/i ciepła odpadowego – w przeciwnym razie nie będzie możliwe podłączenie nowych budynków i budynków po głębokiej renowacji do systemów ciepłowniczych. Mając na uwadze wzrost liczby budynków podlegających renowacji (dyrektywa EPBD – nowy art. 2a: obowiązek przyjęcia przez państwa członkowskie długoterminowej strategii renowacji) i wzrost liczby nowych budynków, systemy ciepłownicze, które nie dostosują się do nowych wymagań, będą stopniowo tracić klientów.

Powyższe rozważania pozwalają na postawienie tezy, że potencjał Demonstratora Technologii w znakomitym stopniu jest pozycjonowany właściwie w odpowiedzi na uwarunkowania najbliższych lat związanych z transformacją ciepłownictwa. Z uwagi udział OZE oraz jednostkową emisję CO₂ budowany Demonstrator Technologii już dziś spełnia wymagania sygnowane na rok 2050.

WNIOSEK CZWARTY

Spełnione zostały wszelkie wymagania w zakresie skalowalności modelu numerycznego. Osiągnięto poziom skalowalności znacznie przekraczający wartość 20 MWt. Ta cecha pozwala na szerokie zastosowanie prezentowanej koncepcji, także w obszarach innych niż ciepłownictwo.

WNIOSEK PIĄTY

Podczas budowy modelu numerycznego wyczerpano już graniczne możliwości programu TRNSYS18 co wskazuje na jego złożoność (modelu) a także na konieczność dokonania rozwoju programu TRNSYS18 przez jego twórców lub/i dokonania uproszczeń w dalszym procesie modelowania.

Modelowanie bazowe numerycznego modelu przy wykorzystaniu programu TRNSYS18 w oparciu o zadane konkursowe parametry statyczne i dynamiczne dało możliwość pozytywnej weryfikacji wymaganych wskaźników, skalowalności systemu i jednocześnie wskazało na ograniczenia zastosowanego oprogramowania.

3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych

Tabela 5 - Zestawienie wymagań obligatoryjnych projektu zawiera zestawienie wymagań, do których osiągnięcia zobligowani byli uczestnicy Przedsięwzięcia. Wymagania 1 do 4 oraz 6,7 dotyczą prezentowanej koncepcji i zostały spełnione. Wymaganie 5 – Zasilanie Magazynu Sezonowego nie dotyczy opisywanego rozwiązania.

W ocenie Konsorcjum, komentarza wymagają dwa z spośród zaprezentowanych wymagań: 6 – Zakaz zakupu ciepła oraz 3 - Źródła OZE w lokalnym systemie energetycznym. W celu spełnienia wymagania 6 - Zakaz zakupu ciepła, konsorcjum zastosowało rozwiązanie polegające na wykorzystaniu ciepła odpadowego pochodzącego z kogeneratora biogazowego ulokowanego w instalacji jednego z konsorcjantów przeznaczonego do podgrzewania substratu w okresie zimowym. W celu spełnienia wymagania 3 - Źródła OZE w lokalnym systemie energetycznym, konsorcjum obecnie wykluczyło możliwy do osiągnięcia poziom integracji lokalnych źródeł OZE w Demonstratorze, co wynikało z zastosowanego w przedsięwzięciu mechanizmu obliczania udziału OZE w Demonstratorze. Mechanizm ten zakłada, że wprowadzona do Demonstratora energia z zewnętrznych źródeł OZE przekraczająca 15% bilansu, traktowana jest jako energia czarna.

Tabela 5 - Zestawienie wymagań obligatoryjnych projektu

Lp.	Nazwa wymagania	Spełniono / Nie spełniono / Nie dotyczy	
1	Kogeneracja 100% OZE	SPEŁNIONO	Praca tylko na biometanie
2	Zdolność sprzedaży energii elektrycznej	SPEŁNIONO	
3	Źródła OZE w lokalnym systemie energetycznym	SPEŁNIONO	
4	Uwarunkowania dla modelowania	SPEŁNIONO	
5	Zasilanie Magazynu Sezonowego	NIE DOTYCZY	
6	Zakaz zakupu ciepła	SPEŁNIONO	
7	Udział Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) w Demonstratorze Technologii	SPEŁNIONO	97% > 80%

3.3. Kogeneracja

Układy kogeneracyjne bazujące na gazowych silnikach tłokowych w zakresie mocy od kilkudziesięciu kilowatów do kilku megawatów posiadają najniższą cenę za kW mocy zamontowanej ustępują jedynie agregatom prądotwórczym Diesla. Posiadają jednak przy tym niski poziom emisji ze spalin (ok dziesięciokrotnie niższa od Diesli) przy zachowaniu wysokiej sprawności przetwarzania energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, możliwości wykorzystania ciepła odpadowego w postaci ciepła wysokoparametrowego oraz znacząco niższy koszt paliwa. Gazowe układy kogeneracyjne stanowią najlepszy kierunek przy budowie nowoczesnych elektrociepłowni o mocy zamontowanej do kilkudziesięciu megawatów.

Podstawą doboru układu do skojarzonej produkcji energii elektrycznej oraz ciepła stanowiącego część Demonstratora Technologicznego było uzyskanie technicznej możliwości pracy urządzenia przez minimum 8000 godzin w ciągu roku (92% czasu). W przypadku przewymiarowania maszyny w okresie letnim kiedy zapotrzebowanie na ciepło było by niższe od minimum techniczne doprowadzało by to do permanentnego wytracania ciepła na chłodni lub wyłączenia spowodowanego znaczącym wzrostem kosztu produkcji ciepła. Z kolei dobór mniejszej maszyny powodowałby konieczność zakupu energii z sieci jak i podwyższał cenę produkcji ciepła. Doświadczenia wnikające z analizy systemów cieplnych wskazują, że zapotrzebowanie na energię w okresie letnim wynosi od 10 do 20% okresu o szczytowym zapotrzebowaniu. Stąd moc układu kogeneracyjnego winna być tak dobrana, aby minimum techniczne odpowiadało potrzebom systemu cieplnego w okresie letnim. Można to osiągnąć na dwa sposoby budując układy redundantne, np. dwa agregaty o mocy 500kWe o regulacyjności 60-100% lub jeden agregat kogeneracyjny o głębokiej regulacyjności

np. 40-100%. W związku z optymalizacją oraz znacząco mniejszej powierzchni zabudowy zdecydowano się w Demonstratorze Technologicznym na zabudowę układu o głębokiej regulacji. Odpowiednio zbalansowany układ kogeneracyjny stanowi również rezerwar mocy cieplnej. W przypadku maksymalnego zapotrzebowania na moc systemu agregat kogeneracyjny ma możliwość do obniżenia swojej mocy elektrycznej dzięki czemu powstała nadwyżka paliwa może być wykorzystana w kotle wodnym i wykorzystana do dogrzania systemu. Takie akcyjno-reakcyjne działanie daje ciągłość produkcji odnawialnej energii elektrycznej wykorzystywanej do procesu.

W związku z podwyższaniem bezpieczeństwa energetycznego przedsiębiorstw energetycznych jak i krajowego systemu energetycznego. Nowo dołączane urządzenia wytwórcze muszą nie tylko spełniać wymagania kodeksu sieci tzn. wspomagać system w przypadku rozchwiania spowodowanego odłączeniem znaczącego źródła mocy lub podłączeniem znaczącego odbiornika mocy np. miasto. Ale również mogą pełnić funkcję awaryjnego źródła energii elektrycznej. W przemyśle działanie bez synchronizacji z siecią elektroenergetyczną nosi nazwę pracy wyspowej, w ciepłownictwie nosi nazwę wioski energetycznej. Budowa takich źródeł jest nie zgodna z obecnym trendem w rozwoju technologii kogeneracyjnej.

Wykorzystanie systemu kogeneracji było jedynym możliwym rozwiązaniem pozwalającym na uzyskanie wymaganych parametrów w zakresie budowy elektrociepłowni przy określonym budżecie i wymaganiach w zakresie uzyskanych parametrów OZE i pokrycia zapotrzebowania na energię i przy założonej / wymaganej wyważonej cenie ciepła.

4. Analiza kosztów ciepła

4.1. Analiza LCOH

Osiągnięte przez konsorcjum, na etapie prac symulacyjnych i projektowych (ETAP PIERWSZY), bazujące na opracowanych przez NCBR modelach ekonomicznych, opartych na danych z pierwszego kwartału 2021 roku wyniki dotyczące LCOH wyniosły odpowiednio: 37,94 zł/GJ (133,6 zł/MWh) dla parametrów modelowych podanych przez NCBR oraz 35,54 zł/GJ (127,93 zł/MWh) dla parametrów rzeczywistych opracowanych na bazie danych z PUIK. Wartość LCOH oscylująca wokół 35-40 zł/GJ, to w warunkach rzeczywistych cena ciepła w taryfie tryskładnikowej (energia, przesył, moc zamówiona) obowiązująca w polskim ciepłownictwie w sezonie 2020/2021 dla systemów ciepłowniczych bazujących na źródłach węglowych poniżej 20MW.

Opracowane w oparciu o ten sam model ale zaktualizowane o nowe wyniki symulacji oraz uwzględniające nowe wartości CAPEX i OPEX wyniki dotyczące LCOH wyniosły:

170,49 zł /MWh (47,36 zł/GJ)

Z oczywistych względów, wartości te odbiegają od aktualnych danych rynkowych, które uległy drastycznej zmianie po załamaniu się rynków energii pod koniec 2021 roku i na początku 2022 roku.

Gdyby do obliczeń, jako punkt odniesienia przyjąć założenia, że rynkowa (jednoskładnikowa) cena ciepła w polskich warunkach dla trzeciego kwartału 2022 roku, to:

- A. cena paliwa (dla uproszczenia założono źródło w 100% węglowe lub w 100% zasilane gazem ziemnym)
- B. cena uprawnień do emisji (dla instalacji powyżej 20MW)
- C. przyjęta wskaźnikowo suma wartości: amortyzacji i innych uzasadnionych kosztów operacyjnych na poziomie 15%
- D. sprawność sieci przesyłowej i dystrybucyjnej na poziomie 89%

Otrzymujemy:

ad. A

Dla źródła węglowego:

Przyjmując dla obliczeń hipotetyczną cenę zakupu miazgi węglowej w wysokości 1950 zł za tonę dla kontraktów długoterminowych z drugiego półrocza 2022 roku, zakładając wartość opałową paliwa 21,76MJ/kg, sprawność instalacji na poziomie 80% oraz sprawność sieci dystrybucyjnej i przesyłowej na poziomie 88%, otrzymujemy koszt wyprodukowania 1GJ energii cieplnej (cena paliwa) w wysokości: 127,29 zł/GJ (458,25 zł/MWh)

Dla źródła gazowego:

Przyjmując dla obliczeń cenę zakupu gazu ziemnego w dniu 2-go września 2022 roku w kontrakcie długoterminowym na rok 2024 w wysokości 623,33 zł/MWh zakładając sprawność instalacji na

poziomie 95%, sprawność sieci dystrybucyjnej i przesyłowej na poziomie 88%, otrzymujemy koszt wyprodukowania 1GJ energii cieplnej (cena paliwa) w wysokości: 207,11 zł/GJ (745,61 zł/MWh).

ad. B

Zakładając cenę uprawnień do emisji CO₂ (cena średnia, notowanie z dnia 2022-09-02) wynoszącą 77,91 EUR/t (367,30 zł/t, kurs EUR/PLN w oparciu o notowania NBP z dnia 2022-09-02), opierając się na wskaźniku emisyjności CO₂ wynoszącym 94,94kg/GJ dla źródła węglowego i 55,33kg/GJ dla źródła gazowego (KOBiZE grudzień 2021) otrzymujemy koszt uprawnień na poziomie:

34,87 zł/GJ (125,54 zł/MWh) dla źródła węglowego

oraz

20,32 zł/GJ (73,16 zł/MWh) dla źródła gazowego

ad. C

Przyjmując wskaźnik amortyzacji i innych uzasadnionych kosztów operacyjnych (obliczonych od kosztów wytworzenia energii) na poziomie 15%, otrzymujemy:

19,09 zł/GJ (68,74 zł/MWh) dla źródła węglowego

oraz

31,07 zł/GJ (111,84 zł/MWh) dla źródła gazowego

Sumując powyższe wartości otrzymujemy rynkową wartość odniesienia LCOH:

- A) 146,39 zł/GJ (526,99 zł/MWh) dla instalacji węglowych nie objętych obowiązkiem ETS
- B) 181,26 zł/GJ (652,53 zł/MWh) dla instalacji węglowych objętych obowiązkiem ETS
- C) 238,18 zł/GJ (857,45 zł/MWh) dla instalacji gazowych nie objętych obowiązkiem ETS
- D) 258,50 zł/GJ (930,61 zł/MWh) dla instalacji gazowych objętych obowiązkiem ETS

Średnia wartość 209,26 zł/GJ (753,35 zł/MWh)

Oczywiście, analogiczne wartości dla 3Q23 przyjmują inne wartości i wynoszą:

- A) 76,85 zł/GJ (276,64 zł/MWh) dla instalacji węglowych nie objętych obowiązkiem ETS
- B) 107,21 zł/GJ (385,95 zł/MWh) dla instalacji węglowych objętych obowiązkiem ETS
- C) 84,73 zł/GJ (305,04 zł/MWh) dla instalacji gazowych nie objętych obowiązkiem ETS
- D) 102,43 zł/GJ (368,74 zł/MWh) dla instalacji gazowych objętych obowiązkiem ETS

Średnia wartość 92,80 zł/GJ (334,10 zł/MWh)

Niezależnie od faktu, że cena, tak obliczonego referencyjnego LCOH zmniejszyła się w ciągu roku ponad dwukrotnie (przy spadku ceny substratu o ok 1 5.. 20%) prezentowana instalacja ma zdolność do produkcji ciepła w cenie niższej do aktualnych rynkowych średnich wartości LCOH przy założeniu zastosowania mechanizmu wsparcia dla biometanu z biogazu rolniczego rolniczego (aktualna cena referencyjna to: 545 złotych za 1 MWh (ogłoszenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej dla biometanu z dnia 14 listopada 2023r.) Rynkowe wartości LCOH obowiązujące w 2022

roku nie wymagały uwzględnia żadnego systemu wsparcia OZE (biogazu, biometanu, zielonej energii elektrycznej, itp.) .

Przedstawione powyżej parametry osiągnięte na przestrzeni roku udowadniają wysoką adaptowalność rynkową zaprezentowanego rozwiązania. Demonstrator, prezentowany w niniejszym opracowaniu pozwala w zależności od przyjętych założeń makroekonomicznych, takich jak sposób finansowania inwestycji, subsydiowanie lub jego brak, itp. na funkcjonowanie przy każdej z ww. wartości rynkowego LCOH.

Analizy ekonomiczne oparte na bieżących cenach rynkowych przeprowadzane przez Konsorcjum wykazują, że jest możliwe dalsze poprawienie wyników ekonomicznych wymaga to jednak:

- kontraktowania zakupów substratu ze znaczącym wyprzedzeniem i w kontraktach długoterminowych umożliwiające optymalizację jego ceny,
- dywersyfikacji substratów w kierunku wykorzystania odpadów poprodukcyjnych z produkcji przemysłu spożywczego (np. odpady z ubojni, pomiot kurzy, itp.),
- zakup gazu ziemnego w kontraktach długoterminowych z wyprzedzeniem 2-3 letnim
- maksymalizację produkcji energii elektrycznej w godzinach najwyższych cen i jej sprzedaż na rynkach RDN i RDB (Rynek Dnia Następnego, Rynek Dnia Bieżącego) lub co jest rekomendowane przez Konsorcjum, tworzenie lokalnych sieci energetycznych pozwalających na sprzedaż własnej zielonej energii elektrycznej do lokalnych odbiorców, co umożliwi zarówno uzyskanie lepszego efektu ekonomicznego po stronie wytwórców jak i efektu ekologicznego (zmniejszenie śladu węglowego) po stronie odbiorców – lokalnych producentów i usługodawców,
- zwiększenia stopnia integracji źródeł energii elektrycznej OZE,
- wykorzystanie instalacji jako źródła „zielonego CO2”
- zatłaczanie nadwyżek produkcji biometanu (szczególnie w okresie letnim” do sieci krajowego systemu gazowego.

5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące

Technologii Elektrociepłowni

5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

Realizacja inwestycji OZE, choć z założenia ma na celu poprawę jakości środowiska, wpływa na nie w stopniu porównywalnym do analogicznych inwestycji infrastrukturalnych. W przypadku prezentowanego Przedsięwzięcia najbardziej dotkliwe bariery prawne związane są z realizacją budowy biogazowni. Zgodnie z istniejącymi przepisami na etapie przygotowania inwestycji przed wejściem w fazę projektowania istnieje konieczność:

- Wykonania KIP i złożenia wniosku o wydanie decyzji środowiskowej.
- Uzyskania Decyzji Środowiskowej o konieczności wykonania Raportu Oddziaływania Środowisko.
- Opracowania i przekazania do rozpatrzenia Raportu Oddziaływania na Środowisko.
- Uzyskania decyzji w zakresie przyjęcia Raportu Oddziaływania na Środowisko.
- Złożenia wniosku o wydanie decyzji w zakresie uzgodnienia Warunków Zabudowy.
- Uzyskania decyzji w zakresie uzgodnienia Warunków Zabudowy.

Przy każdym z tych procesów niezbędne jest powtórzenie procedur uzyskania uzgodnień z takimi instytucjami jak:

- Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska
- Wojewódzka Dyrekcja Ochrony Środowiska
- Minister Klimatu i Środowiska
- Stacja Sanitarно- Epidemiologiczna

Złożoność wymaganych przepisami prawa kroków formalnych konsumuje czas i energię inwestora. W opinii Konsorcjum wymagane są zmiany w przepisach, które pozwolą na wyeliminowanie nieuzasadnionej powtarzalności czynności i pozwolą na optymalizację procesu.

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

Kontekst globalny / europejski

Proces transformacji energetycznej prowadzonej w sposób sprawiedliwy i zrównoważony to zagadnienie o charakterze globalnym. Dyskusje na temat energetyki i jej przyszłości prowadzone są w warunkach znacznej niepewności, sprzeczności interesów i związanych z nimi celów poszczególnych uczestników procesu. Dodatkowo, zrozumienie współczesnej energetyki wymaga od uczestników dyskusji czy procesów strategicznych, głębokiej wiedzy technicznej, ekonomicznej i rynkowej. Krytyczne znaczenie dla omawianych procesów mają także skutki destabilizacji rynków energetycznych wywołane agresją Rosji na Ukrainę. W takiej sytuacji punktem wyjścia do dalszej dyskusji o kierunkach prowadzenia transformacji energetycznej może być analiza sytuacji jednego z obszarów energetyki – kluczowego z punktu widzenia niniejszej analizy a mianowicie analiza sytuacji ciepłownictwa w Polsce na tle zmian europejskich oraz trendów globalnych. Analizując te zagadnienia, definiując dla nich kontekst globalny (i wynikający z niego kontekst krajowy) możemy wymienić następujące elementy:

- koncepcję DDD (dekarbonizacja budownictwa, digitalizacja, decentralizacja elektroenergetyki),
- dążenie do wzrostu efektywności procesów energochłonnych i termomodernizację budynków,
- stały i znaczący wzrost cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych – ceny ETS,
- elektryfikację ciepłownictwa,
- strategię wodorową,
- rozwój rynku chłodu,
- poszukiwania synergii w obszarze usług komunalnych (utility),
- zachodzące zmiany rynkowo - konsumenckie (np. ciepło niskotemperaturowe),
- postępujące zmiany klimatyczne,
- wprowadzenie obowiązku prawnego oznaczania na produktach całkowitego śladu węglowego,
- poszukiwanie źródeł energii zapewniających niezależność i bezpieczeństwo energetyczne.

Taksonomia ma rozwiązać ww. problem poprzez stworzenie zharmonizowanych ogólnoeuropejskich zasad.

Europejski Zielony Ład i Fit for 55

Europejski Zielony Ład (EZŁ, ang. The European Green Deal) to strategia rozwoju, której celem jest przekształcenie Unii Europejskiej w obszar neutralny klimatycznie. Strategia ta jest odpowiedzią na kryzys klimatyczny i postępujące procesy degradacji środowiska. Pierwotnie, najważniejsze cele europejskie zielonego Ładu wyznaczone na rok 2030 r. obejmowały:

- ograniczenie o co najmniej 40 proc. emisji gazów cieplarnianych (w stosunku do poziomu z 1990 r.)
- zwiększenie do co najmniej 32 proc. udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii
- zwiększenie o co najmniej 32,5 proc. efektywności energetycznej

We wrześniu 2020 r. Komisja Europejska zaproponowała zwiększenie docelowego poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych, z uwzględnieniem emisji i pochłaniania emisji do co najmniej 55% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r. (co stanowi kluczowy wskaźnik programu fit for 55).

Wybrane cele Fit for 55 ustalone na 2030 rok obejmują:

- Redukcję emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku co najmniej o 55%. względem 1990.
- Zmniejszenie zużycia energii o co najmniej o 9% do 2030 roku.
- Co najmniej 49% udziału OZE w energii wykorzystywanej w budynkach do 2030.
- Nowe krajowe cele redukcji emisji w sektorach transportu, rolnictwa, budownictwa.
- Likwidowanie kolejnych „darmowych uprawnień” emisyjnych i zobowiązanie państw do wydawania 100% (do tej pory było to 50%) przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji na transformację energetyczną.
- Zmniejszenie emisji z sektorów handlu emisjami o 61% do 2030 roku.
- Objęcie opłatami za emisje nowych sektorów, tj. lotnictwa i żeglugi.
- Przeznaczenie 25% wpływów z handlu emisjami na Społeczny Fundusz Klimatyczny (72,2 mld euro na walkę z „ubóstwem energetycznym” i na modernizację).
- Po 2035 roku możliwość rejestracji wyłącznie samochodów bez emisyjnych.

Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku

Odpowiedzą na Europejski Zielony Ład ze strony polskiego rządu jest zatwierdzona przez Radę Ministrów w dniu 2-go lutego 2021 roku „Polityka Energetyczna Polski do 2040” roku obejmująca swoimi celami, wskaźniki na rok 2030, której uzupełnieniem są „Założenia do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. z marca 2022 r.” przyjęte w marcu 2022 roku, które między innymi postulują „Zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowę mocy opartych o źródła krajowe” oraz „Dalszą dywersyfikację dostaw i zapewnienie alternatyw dla węglowodorów”.

Rysunek 14 - cele klimatyczne PEP 2040

ZWIĘKSZENIE UDZIAŁU OZE WE WSZYSTKICH SEKTORACH I TECHNOLOGIACH

– cel: co najmniej 23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.



Taksonomia klimatyczna EU

Nowe przepisy mają zwiększyć poziom ochrony środowiska poprzez przekierowanie kapitału z inwestycji szkodzących środowisku na bardziej ekologiczne alternatywy. Innymi słowy Taksonomia nie wprowadza zakazu inwestowania w działalności szkodzące środowisku, ale przyznaje dodatkowe preferencje dla ekologicznych rozwiązań. Dodatkowo dotychczasowy brak przepisów określających, jakie inwestycje są zrównoważone środowiskowo, doprowadził do powstania problemu określanego jako „pseudoeologiczny marketing”, czyli nieuzasadnionego twierdzenia przez niektóre podmioty, że ich działalność jest przyjazna środowisku w sytuacji kiedy nie było ku temu podstaw.

Przedstawione powyżej opisy Zielonego Ładu EU oraz Taksonomii klimatycznej EU pokazuje, że uwarunkowania jakie będą stworzone w ramach EU na najbliższe lata pozycjonują rozwiązania przejęte w Demonstratorze Technologicznym jako spełniające oczekiwania i wymagania stojące przed sektorem ciepłownictwa w Polsce.

6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii

Poniżej zamieszczony harmonogram realizacji projektu Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym „Bezpieczna i Czysta Energia dla Sokołowa”, obejmuje Etap II Budowy Demonstratora (19 miesięcy). Jego uzupełnieniem był realizowany w okresie od września 2022 roku do marca 2023 roku ETAP I projektu, co łącznie daje 26 miesięcy realizacji.

Rysunek 15 - Harmonogram realizacji projektu Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym

KM	Zadanie	Etap II																		
		2022								2023										
		5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2	Budowa biogazowni																			
2.2	Uzyskanie decyzji środowiskowej																			
2.3	Uzyskanie Warunków Zabudowy																			
2.4	Wykonanie projektu budowlanego																			
2.5	Uzyskanie Pozwolenie na Budowę																			
2.7.2	Realizacja - opracowanie dokumentacji powykonawczej																			
2.7.1	Realizacja - prace budowlano-montażowe																			
2.6	Dostawa materiałów i urządzeń																			
3	Budowa stacji uzdatniania biogazu z tłocznia																			
3.2	Uzyskanie decyzji środowiskowej																			
3.3	Uzyskanie Warunków Zabudowy																			
3.4	Wykonanie projektu budowlanego																			
3.5	Uzyskanie Pozwolenie na Budowę																			
3.7.1	Realizacja - opracowanie dokumentacji powykonawczej																			
3.7.2	Realizacja - prace budowlano-montażowe																			
3.6	Dostawa materiałów i urządzeń																			
4	Budowa biogazociągu																			
4.1	Decyzja Lokalizacja Inwestycji Celu Publicznego																			
4.2	Wykonanie projektu budowlanego z uzgodnieniami																			
4.3	Pozwolenie na budowę																			
4.5.1	Realizacja - opracowanie dokumentacji powykonawczej																			
4.5.2	Realizacja - prace budowlano-montażowe																			
4.4	Dostawa materiałów i urządzeń																			
5	Budowa linii 15 kV																			
5.1	Decyzja Lokalizacja Inwestycji Celu Publicznego																			
5.2	Wykonanie projektu budowlanego z uzgodnieniami																			
5.3	Pozwolenie na budowę																			
5.5.1	Realizacja - opracowanie dokumentacji powykonawczej																			
5.5.2	Realizacja - prace budowlano-montażowe																			
5.4	Dostawa materiałów i urządzeń																			
6-9	Budowa systemu wytwarzania ciepła																			
6-9.2	Waunki Zabudowy																			
6-9.3	Wykonanie projektu budowlanego																			
6-9.4	Pozwolenie na budowę																			
6-9.6.1	Realizacja - opracowanie dokumentacji powykonawczej																			
6-9.6.2	Realizacja - prace budowlano-montażowe																			
6-9.5	Dostawa materiałów i urządzeń																			
10	Sprzęgło i system pomiarowy																			
10.1	Wykonanie projektu i uzgodnień, wybór wykonawcy																			
10.3.1	Realizacja - opracowanie dokumentacji powykonawczej																			
10.3.2	Realizacja - prace budowlano-montażowe																			
10.2	Dostawa materiałów i urządzeń																			
11	Budowa inteligentnego systemu sterowania i zarządzania																			
11.1	Wykonanie projektu i uzgodnień, wybór wykonawcy																			
11.3.1	Realizacja - opracowanie dokumentacji powykonawczej																			
11.3.2	Realizacja - prace budowlano-montażowe																			
11.2	Dostawa materiałów i urządzeń																			
12	Integracja pracy Demonstratora																			
12.1	Wykonanie projektu i uzgodnień, wybór wykonawcy																			
12.3.1	Realizacja - opracowanie dokumentacji powykonawczej																			
12.3.2	Realizacja - prace budowlano-montażowe																			
12.2	Dostawa materiałów i urządzeń																			

Traktując ten harmonogram jako model do przeniesienia w inne miejsce i zakładając możliwość wykorzystania wyników symulacji przy ich odpowiedniej modyfikacji, tak aby dostosować je do istniejących warunków, właściwych dla wskazanej innej lokalizacji, czas realizacji projektu może być skrócony do ok. 20 miesięcy.

7. Wnioski dotyczące skalowalności i replikowalności

7.1. Skalowalność

Zgodnie z wymaganiami konkursowymi opracowany model numeryczny powinien spełniać wymagania skalowalności. W szczególności: „Opracowana Technologia zastosowana dla Demonstratora Technologii, bez potrzeby zmian integralnych elementów wchodzących w skład instalacji, musi być skalowalna w górę, czyli musi umożliwiać zastosowanie w innych systemach elektrociepłowniczych do mocy zainstalowanej cieplnej 20MWt”.

W zależności od potrzeb opracowany model numeryczny może być skalowany praktycznie bez ograniczenia. Jedynym ograniczeniem są czynniki zewnętrzne jak np.:

- możliwości dostawy biogazu,
- możliwości dostawy gazu ziemnego,
- parametry termodynamiczne zapotrzebowania na ciepło u odbiorców,
- zapotrzebowanie na moc grzewczą,
- możliwość wykorzystania innowacyjnych komponentów technologicznych jak np. zastosowanie odzysku ciepła procesowego.

Wytyczne do skalowania głównych komponentów i aspekty praktyczne zawarto w tabelach jak niżej.

Tabela 6 - Komponent: Sekcja wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda (PCAW)

Nazwa komponentu	Możliwości skalowania
3xAWHT315-Mx10x9 (Type941)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 11, 12, 13, 14, 15.
PO PCAW2 (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
SH2_PCAW (Type340)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 2 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
UWAGI	Praktycznie nie ma ograniczeń w liczbie urządzeń w kaskadzie (sekcji). W praktyce autor opracowania zetknął się już z kaskadą 17 pomp ciepła. Przyjmując zatem np. 24 urządzenia o parametrach jak w projekcie w tej strefie możemy skalować do ok. 4 000 kW (w punkcie pracy A5/W75).

Tabela 7 - Komponent: Sekcja wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda (PCWW)

Nazwa komponentu	Możliwości skalowania
1xWWHT147 -Mx10x9-Mx10x9 (Type927)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 15, 16, 17, 18
PO PCWW1 (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
PO PCWW2A (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
PO PCWW2B (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
SH1_PCWW (Type340)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 2 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
SH2_PCWW (Type340)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 2 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
WC2-6/16bar (Type5b)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Input” Nr 5 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
UWAGI	Praktycznie nie ma ograniczeń w liczbie urządzeń w kaskadzie (sekcji). Przyjmując, że w symulatorze można zastosować kocioł o mocy grzewczej 20 MW (docelowa granica skalowania) i takiej charakterystyce jak w symulatorze można zastosować łącznie 15 pomp ciepła typu W/W. W tej strefie możemy zatem skalować do ok. 2 500 kW (w punkcie pracy W20/W90).

Tabela 8 - Komponent: Gazowy moduł kogeneracyjny (CHP)

Nazwa komponentu	Możliwości skalowania
SGE-42HM (Type907)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 9
PO1_CHP do PO5_CHP PO_DRCOOL2 (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
Odzysk ciepła ICOOL2 (Type5b)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Input” Nr 5 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
SH_CHP (Type340)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 2 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
ECO1 ECO2 (Type5g)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Input” Nr 5 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A Z uwagi na fakt że model silnika jako komponent TRNYS19 przyjmuje sam parametry temperatury spalin i obliczane wydajności spalin rozbieżne są z rzeczywistymi danymi przy braku możliwości modelowania ekonomizerów kondensujących należy wykonać stosowną walidację parametrów obliczonych z danymi katalogowymi przez opracowanie własnych funkcji generujących temperaturę spalin.
UWAGI	W praktyce spotykana produkcja biogazu rolniczego czy też biogazu przemysłowego nie przekracza wartości opałowej w strumieniu paliwa na poziomie 15 MW. Przyjmując, że w symulatorze można zastosować moduł kogeneracyjny o takiej charakterystyce spodziewana moc grzewcza, jaką można skalować w symulatorze wynosi 6 000 kW.

Tabela 9 - Komponent: Gazowy moduł kogeneracyjny CHP)

Nazwa komponentu	Możliwości skalowania
KG1 - Palnik BIO/GAZ (Type751)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1
PKO1, PKO2 (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
SHKG (Type534_NoHX)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 2 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
ECO3 (Type5g)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Input” Nr 5 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A Z uwagi na fakt że model kotła jako komponent TRNYS19 nie przewiduje zastosowanie ekonomizera przy braku możliwości modelowania ekonomizerów kondensujących należy wykonać stosowną walidację parametrów obliczonych z danymi katalogowymi przez opracowanie własnych funkcji generujących wydajność i temperaturę spalin.
UWAGI	Jak już wspomniano w tabeli 7.2. Moc tego szczytowego kotła może wynieść nawet maksymalną moc skalowania tj. 20 MW.

Jest rzeczą zrozumiałą, że w ślad za dokonanymi zmianami skalowania, należy zgodnie z koncepcją projektu zweryfikować i w zależności od potrzeb dokonać stosownych zmian oraz nastaw w pozostałych komponentach oraz komponentach Type „Equation”.

Na podstawie powyższej analizy można oszacować rzeczywistą granicę skalowalności symulatora (G_{skal}) jak niżej;

$$G_{skal} = (4\ 000 + 6\ 000 + 20\ 000) \text{ kW} = 30\ 000 \text{ kW} = 30 \text{ MW}$$

Wyznaczona wartość demonstratora 30 MW nie jest jego ograniczeniem. W zależności od lokalnych możliwości pozyskiwania substratów do fermentatora opracowane rozwiązania można stosować nawet do 60 MW i więcej.

Skalowalność rozwiązania jest ograniczona jedynie przez odległość biogazowni przy ograniczonej ich mocy. Można jednak powiększyć skalowalność poprzez powielenie biogazowni w układzie rozproszonym zachowując ich odległość od systemu wytwarzania ciepła (układ gwiazdy). Zatem opracowany demonstrator może znaleźć szerszy zakres zastosowań niż wynikać to może z zakładanej granicy jego skalowania. Tego typu rozwiązania można dedykować do elektrociepłowni przemysłowych i większych elektrociepłowni zawodowych, które powinny stać się już wkrótce efektywne energetycznie.

7.2. Replikowalność

Powielanie proponowanej technologii jest relatywnie prostym zagadnieniem. Obecnie w Polsce jest łącznie ponad 400 systemów ciepłych. Niestety tylko 15% stanowią tzw. efektywne systemy ciepłownicze – są to systemy w których 50% energii dostarczanej do klientów pochodzi ze źródeł odnawialnych lub sanowi ciepło odpadowe z procesów przemysłowych lub 75% energii dostarczanej do klientów pochodzi z układów kogeneracyjnych lub 50% energii dostarczanej do klientów stanowi mix powyższych.

Nie mniej za każdym razem należy podejść do zagadnienia szeroko. Poprzez analizę źródła substratu do produkcji biogazu. Demonstrator w głównej mierze zasilany jest kiszonką kukurydzianą, ponieważ w regionie Grochowa Szlacheckiego jest on najłatwiej dostępny, a rolnicy są zaznajomieni i oswojeni z produkcją.

W innych regionach może okazać się że w sposób naturalny podstawowym składnikiem może być pomiot kurzy, wysłodki buraczane, wywar gorzelniczy, perz, odpady poubojowe lub lokalne wysypisko śmieci produkujące gaz wysypiskowy. Doskonałym dostawcą może być również przemysł szczególnie przemysł spożywczy.

Po określeniu dostępnych źródeł należy określić technologię wytwarzania biogazu czy wprost fermentora. Zaproponowany reaktor o pełnym wymieszaniu nie wyklucza zastosowania np. reaktora perkolacyjnego lub o przepływie tłokowym. W przypadku lokalizacji o dużym zapotrzebowaniu na moc cieplną może się okazać że jedno źródło paliwa gazowego będzie niewystarczające w takich przypadkach może się okazać że będzie wymagane podłączenie kilku lokalnych biogazowni w pierścień, szereg lub gwiazdę.

Kolejnym krokiem jest dogłębna analiza zapotrzebowania systemu ciepłego na ciepło. Warto zauważyć że w niektórych ciepłowniach miejskich produkowana jest również para która jest dostarczana do lokalnego przemysłu. Po drobnej modyfikacji proponowanej technologii istnieje możliwość produkcji w skojarzeniu pary technologicznej. Adaptacja polega na zamianie technologii wymiennika pracującego na splinach z wymiennika wodnego na parowy.

Z racji dużych możliwości adaptacyjnych demonstratora istnieje ogromny potencjał wykorzystania rozwiązania nawet przy bardzo dużych systemach ciepłych jako źródła podstawowego – całorocznego oraz jako źródła autonomicznego na wypadek problemów z zasilaniem podstawowym z sieci elektroenergetycznej.

Świetnym przykładem może być województwo warmińsko-mazurskie w którym istnieje problem z zagospodarowaniem pomiotu kurzego, którego produkuje się ok. 1 miliona ton rocznie co przekłada się na 100 milionów metrów sześciennych biometanu. Skala prezentowanego Demonstratora technologicznego w Sokołowie Podlaskim to 3 miliony metrów sześciennych rocznie. Oznacza

to że tylko pomiot kurzy z jednego województwa daje możliwość zaspokojenia potrzeb 30 średnich miejscowości w ciepło i wytwarzaną dodatkowo energię elektryczną, która może zaspokajać lokalne potrzeby lub być wprowadzana do sieci elektroenergetycznej.

Replikowalność technologii, biorąc pod uwagę biogaz jako paliwo, wskazuje jako preferowane miejsca budowy kolejnych replik systemu na tereny powiatów ziemskich z miastami o wielkości do 30 tys. mieszkańców.

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

Interakcja między dyrektywami zawartymi w pakiecie (EPBD, RED III, EED)

– zasadnicze ramy dla dalszego funkcjonowania i rozwoju systemów ciepłowniczych.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze, w tym kogeneracyjne, w coraz szerszym zakresie i w coraz dłuższym horyzoncie są obejmowane przepisami unijnymi mającymi na celu obniżanie emisji CO₂ i poprawę efektywności energetycznej. W szczególności nowelizacje dyrektyw w sprawie:

- promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych 2023/2413 z 18.10.2023 (RED III),
- efektywności energetycznej 2023/17912 z 13.09.2023 (EED),
- charakterystyki energetycznej budynków (EPBD)

znacząco przyspieszą proces transformacji systemów ciepłowniczych (OZE, ciepło odpadowe, wysokosprawna kogeneracja lub miks tych technologii) w kierunku budowy efektywnych systemów i lepszego wykorzystania potencjału już istniejących efektywnych systemów ciepłowniczych oraz poszukiwania optymalnych rozwiązań dostaw ciepła i ciepłej wody użytkowej.

Powyższe dyrektywy są ze sobą powiązane i sposób ich implementacji na poziomie krajowym wymaga spójnego podejścia i przyjęcia rozwiązań wzajemnie ze sobą współgrających. Ze względu na dużą elastyczność w wyborze narzędzi i sposobów realizacji celów określonych w przepisach unijnych, konieczne jest przyjęcie rozwiązań z jednej strony efektywnych kosztowo z punktu widzenia cen ciepła i chłodu, a z drugiej strony przyczyniających się w jak największym stopniu do redukcji emisji CO₂ i oszczędności zużycia energii pierwotnej i końcowej.

Ocena Demonstratora w świetle Dyrektywy 2023/2413 z 18.10.2023 (RED III).

Analizując wymagania cytowanej powyżej dyrektywy zestawiono w jednej tabeli jej wymagania predykcje autorskie oraz rezultaty symulacji Demonstratora w warunkach rzeczywistych.

Tabela 10 - Spełnienie wymagań Dyrektywy 2023/2413 z 18.10.2023 (RED III) przez Demonstrator Technologii (DeTe)

Rok	Bazowy przyrost OZE w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa wg dyrektywy j.w.	Dodatkowy przyrost OZE w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa wg dyrektywy j.w. dla Polski	Wymaganie łączne udziału OZE w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa wg dyrektywy j.w. dla Polski	Obliczony udział OZE odniesiony do ciepła wybudowanego Demonstratora Technologii (DeTe)	Spełnienie warunku Dyrektywy przez DeTe
	w [p%]	w [p%]	w [%]	w [%]	w [%]
2023	0.80	0.8	21.00	95,00	452
2024	0.80	0.8	22.60	95,00	420
2025	0.80	0.8	24.20	95,00	393
2026	1.10	0.5	25.80	95,00	368
2027	1.10	0.5	27.40	95,00	347
2028	1.10	0.5	29.00	95,00	328
2029	1.10	0.5	30.60	95,00	310
2030	1.10	0.5	32.20	95,00	295
2031	2.20	0	34.40	95,00	276
2032	2.20	0	36.60	95,00	260
2033	2.20	0	38.80	95,00	245
2034	2.20	0	41.00	95,00	232
2035	3.00	0	44.00	95,00	216
2036	3.00	0	47.00	95,00	202
2037	3.00	0	50.00	95,00	190
2038	3.00	0	53.00	95,00	179
2039	3.00	0	56.00	95,00	170
2040	3.50	0	59.50	95,00	160
2041	3.50	0	63.00	95,00	151
2042	3.50	0	66.50	95,00	143
2043	3.50	0	70.00	95,00	136
2044	3.50	0	73.50	95,00	129
2045	3.00	0	76.50	95,00	124
2046	3.00	0	79.50	95,00	119
2047	3.00	0	82.50	95,00	115
2048	3.00	0	85.50	95,00	111
2049	3.00	0	88.50	95,00	107
2050	-	0	100	95,00	104

	Według dyrektywy 2023/2413 z 18.10.2023 (RED III)
	Według szacunków autorskich

Jak wynika z powyższej tabeli wybudowany sam Demonstrator Technologii w Sokołowie Podlaskim w dniu dzisiejszym spełnia wymagania Dyrektywy RED III w całym zakresie do roku 2049 włącznie.

Ocena Demonstratora w świetle Dyrektywy Efektywności Energetycznej 2023/17912 z 13.09.2023 (EED) w świetle minimalnych wymagań tzw. Efektywnego Systemu Ciepłowniczego.

Analizowane wymagania zawarte w art. 26 ust. 1 zestawiono w poniższej tabeli.

Tabela 11 - Spełnienie wymagań Dyrektywy 2023/17912 z 13.09.2023 (EED) przez Demonstrator Technologii (DeTe) dla Efektywnych Systemów Ciepłowniczych w zakresie miksów źródeł energii

Rok	Wymagania Efektywnego Systemu Ciepłowniczego w zakresie OZE wg dyrektywy j.w.	Wymagania Efektywnego Systemu Ciepłowniczego w zakresie kogeneracji wg dyrektywy j.w.	Połączenie źródeł ciepła jak obok wg dyrektywy j.w.	Wymaganie min. udziału OZE wg dyrektywy	Spełnienie warunku Dyrektywy przez Demonstrator Technologii
	min udział w [%]	min udział w [%]	min udział w [%]	min udział w [%]	TAK / NIE
2023	50	75	5	brak wymagań	TAK
2024	50	75	50	brak wymagań	TAK
2025	50	75	50	brak wymagań	TAK
2026	50	75	50	brak wymagań	TAK
2027	50	75	50	brak wymagań	TAK
2028	50	80	80	5	TAK
2029	50	80	80	5	TAK
2030	50	80	80	5	TAK
2031	50	80	80	5	TAK
2032	50	80	80	5	TAK
2033	50	80	80	5	TAK
2034	50	80	80	5	TAK
2035	50	Brak wymagań	80	35	TAK
2036	50	Brak wymagań	80	35	TAK
2037	50	Brak wymagań	80	35	TAK
2038	50	Brak wymagań	80	35	TAK
2039	50	Brak wymagań	80	35	TAK
2040	75	Brak wymagań	95	35	TAK
2041	75	Brak wymagań	95	35	TAK
2042	75	Brak wymagań	95	35	TAK
2043	75	Brak wymagań	95	35	TAK
2044	75	Brak wymagań	95	35	TAK
2045	75	Brak wymagań	Brak wymagań	75	TAK
2046	75	Brak wymagań	Brak wymagań	75	TAK
2047	75	Brak wymagań	Brak wymagań	75	TAK
2048	75	Brak wymagań	Brak wymagań	75	TAK
2049	75	Brak wymagań	Brak wymagań	75	TAK
2050	100	Brak wymagań	Brak wymagań	100	NIE

W polach na zielono zaznaczono spełnienie wymagań w tych punktach dyrektywy, które zostały określone. Z dzisiejszej perspektywy można stwierdzić, spełnione są również wymagania do roku 2049. Z wysokim prawdopodobieństwem (graniczącym z pewnością) można także stwierdzić, że do roku 2050 w Elektrociepłowni PUIK wyeliminowane zostaną paliwa kopalne dzięki termomodernizacji budynków.

Ocena Demonstratora w świetle Dyrektywy Efektywności Energetycznej 2023/17912 z 13.09.2023 (EED) w świetle minimalnych wymagań dotyczących emisji CO₂.

Analizowane wymagania zawarte w art. 26 ust. 2 zestawiono w poniższej tabeli.

Tabela 12 - Spełnienie wymagań Dyrektywy 2023/17912 z 13.09.2023 (EED) przez Demonstrator Technologii (DeTe) dla Efektywnych Systemów Ciepłowniczych w zakresie emisji CO₂

Rok	Wymagania Efektywnego Systemu Ciepłowniczego w zakresie emisji CO ₂ wg dyrektywy j.w.	Jednostkowa emisja CO ₂ w przeliczeniu na ciepła dostarczone odbiorcom przez Demonstrator Technologii	Spełnienie warunku Dyrektywy przez DeTe
	maks w [g/kWh]	w [g/kWh]	TAK / NIE
2023	200	15,62	TAK
2024	200	15,62	TAK
2025	200	15,62	TAK
2026	150	15,62	TAK
2027	150	15,62	TAK
2028	150	15,62	TAK
2029	150	15,62	TAK
2030	150	15,62	TAK
2031	150	15,62	TAK
2032	150	15,62	TAK
2033	150	15,62	TAK
2034	150	15,62	TAK
2035	100	15,62	TAK
2036	100	15,62	TAK
2037	100	15,62	TAK
2038	100	15,62	TAK
2039	100	15,62	TAK
2040	75	15,62	TAK
2041	75	15,62	TAK
2042	75	15,62	TAK
2043	75	15,62	TAK
2044	75	15,62	TAK
2045	50	15,62	TAK
2046	50	15,62	TAK
2047	50	15,62	TAK
2048	50	15,62	TAK
2049	50	15,62	TAK
2050	0	15,62	NIE

W polach na zielono zaznaczono spełnienie wymagań w tych punktach dyrektywy, które zostały określone. Z dzisiejszej perspektywy można stwierdzić, spełnione są również wymagania do roku 2049. Z wysokim prawdopodobieństwem (graniczącym z pewnością) można także stwierdzić, że do roku 2050 w Elektrociepłowni PUIK wyeliminowane zostaną paliwa kopalne dzięki termomodernizacji budynków. Zaznacza się, że ust 1 oraz ust. 2. Art. 26 można stosować alternatywnie.

Zmiana technologii produkcji ciepła i/lub zmiana mixsu paliwowego będzie warunkiem koniecznym z punktu widzenia spełnienia standardów energetycznych nowych budynków i budynków podlegających głębokiej renowacji od 1 stycznia 2021 r. Nowe, ambitniejsze wskaźniki nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla potrzeb ogrzewania, wentylacji i ciepłej wody (EP), ale również chłodu, wymuszą wprowadzenie do mixsu paliwowego odnawialnych źródeł energii lub/i ciepła odpadowego – w przeciwnym razie nie będzie możliwe podłączenie nowych budynków i budynków po głębokiej renowacji do systemów ciepłowniczych. Mając na uwadze wzrost liczby budynków podlegających renowacji (dyrektywa EPBD – nowy art. 2a: obowiązek przyjęcia przez państwa członkowskie długoterminowej strategii renowacji) i wzrost liczby nowych budynków, systemy ciepłownicze, które nie dostosują się do nowych wymagań, będą stopniowo tracić klientów.

Powyższe rozważania pozwalają na postawienie tezy, że potencjał Demonstratora Technologii w znakomitym stopniu jest pozycjonowany właściwie w odpowiedzi na uwarunkowania najbliższych lat związanych z transformacją ciepłownictwa.

8. Komponent Technologiczny

8.1. Koncepcja techniczna

Przedmiotem prac konsorcjum w ramach Przedsięwzięcia było przeprowadzenie prac badawczo-rozwojowych, mających na celu opracowanie innowacyjnej Technologii Elektrociepłowni. Prace te z jednej strony bazowały na koncepcji przedstawionej przez Konsorcjum we Wniosku z dnia 14-go lipca 2021 roku, z drugiej strony zmierzały do opracowania i przedstawienia szczegółowego raportu wyników zrealizowanych prac badawczo-rozwojowych zgodnie z zapisami Umowy z NCBR w szczególności wymaganiami zawartymi w tabeli numer 2, załącznika numer 4 do Umowy.

Koncepcja prac Konsorcjum zakładała wykonanie w ramach Etapu Pierwszego, jednego zadania badawczego:

1. Budowa Symulatora

oraz w ramach Etapu Drugiego kolejnych jedenastu zadań badawczych:

2. Budowa Biogazowni
3. Budowa stacji uzdatniania gazu z tłocznia
4. Budowa gazociągu
5. Budowa linii SN 15 kV
6. Budowa bio-elektrociepłowni
7. Przebudowa kotła 3 MW – układ dwupaliwowy wraz z ekonomizerem
8. Budowa systemu pomp ciepła
9. Budowa pompy ciepła woda-woda
10. Budowa sprzęgła i instalacja systemu pomiarowego
11. Budowa i uruchomienie inteligentnego systemu zarządzania i sterowania
12. Integracja Pracy Demonstratora

Z uwagi na złożoność proceduralną, Konsorcjum podjęło decyzję o realizacji w ramach budżetu Etapu Pierwszego części prac przygotowawczych obejmujących rozpoczęcie procedur: uzyskania raportu oddziaływania na środowisko, decyzji o inwestycji celu publicznego, uzyskania pozwoleń na budowę i opracowania, wymaganych dla ich przeprowadzenia (uruchomienia) elementów dokumentacji środowiskowej i budowlanej.

Tabela 13 - Elementy koncepcji technicznej

Oznaczenia na rysunku 2	Zadanie Badawcze
F2, ZB	2. Budowa biogazowni
SUB	3. Budowa stacji uzdatniania gazu z tłoczną
GC	4. Budowa gazociągu
SsN	5. Budowa linii SN 15 kV
SWC	6. Budowa bio-elektrociepłowni
SWC	7. Przebudowa kotła 3 MW – układ dwupaliwowy wraz z ekonomizerem
SWC	8. Budowa systemu pomp ciepła
SWC	9. Budowa pompy ciepła woda-woda
SC _B	10. Budowa sprzęgła i instalacja systemu pomiarowego
ISZIS	11. Budowa i uruchomienie inteligentnego systemu zarządzania i sterowania
Integracja Pracy Demonstratora	12. Integracja Pracy Demonstratora

Schematy architektury Demonstratora oraz schematy ideowe poszczególnych elementów/mediów (gaz, ciepło, energia elektryczna) przedsięwzięcia zostały zaprezentowane na rysunkach umieszczonych na kolejnych stronach:

Rysunek 16 - Architektura Demonstratora (ujęcie Black-Box) przedstawia Przedsięwzięcie w ujęciu „cybernetycznym” w którym poszczególne grupy komponentów technicznych i ich otoczenie przedstawione są w postaci bloków funkcjonalnych a pomiędzy wejściami i wyjściami znajdującymi się w poszczególnych blokach (wyjścia i wejścia definiowane są w ujęciu „domenowym”, tj. Gaz, Ciepło, Energia elektryczna) zaznaczone są przepływy. Kolor pomarańczowy symbolizuje przepływy substratu, żółty - gazu ziemnego, zielony - biogazu i biometanu, niebieski – energii elektrycznej, czerwony- ciepła. Strzałki symbolizują kierunek przepływu (lub dominujący kierunek przepływu).

Rysunek 17 - Schemat ideowy systemów gazowych na tle architektury, przedstawia kluczowe komponenty systemu gazowego (biogazowego, biometanowego i gazu ziemnego) w którym: F1 to zestaw istniejących fermentatorów funkcjonujących w ramach Istniejącej Biogazowni Rolniczej, D1 – dmuchawa podnosząca ciśnienie biogazu pozwalające na zasilenie O1 – zestawu filtrów i instalacji towarzyszących oczyszczających biometan, CHP1 i CHP2 to kogeneratory funkcjonujące w ramach

Istniejącej Biogazowni Rolniczej (dwa oddzielne przedsięwzięcia). Z0, to zawór oddzielający instalację istniejącą od nowo projektowanej. F2 to zestaw projektowanych w ramach Przedsięwzięcia fermentatorów, a T1 to zbiorniki biogazu (balony) umieszczone nad fermentatorami. GB1 to kocioł biogazowy (Z1 to reduktor i zawór) służący do podgrzewania substratu w zimie. Analogicznie jak w przypadku istniejącej biogazowni rolniczej D2 i O2 to dmuchawa i system filtracji. K1 i K2 oznaczają sprężarki, a M1 to system uszlachetniania biogazu do postaci biometanu. R1 symbolizuje biogazociąg. Z2, Z3, Z4 to reduktory i zawory zasilające CHP3 – kogenerator biometanowy i GB2 – kocioł dwupaliwowy. Z4 jest elementem łączącym Przedsięcie z Krajowym Systemem Gazowym - KSG_{Sc}. Schemat ideowy instalacji gazowej jest schematem uproszczonym i nie ujmuje wielu elementów, w tym: układów pomiarowych, systemu nawaniania biogazu, itp.

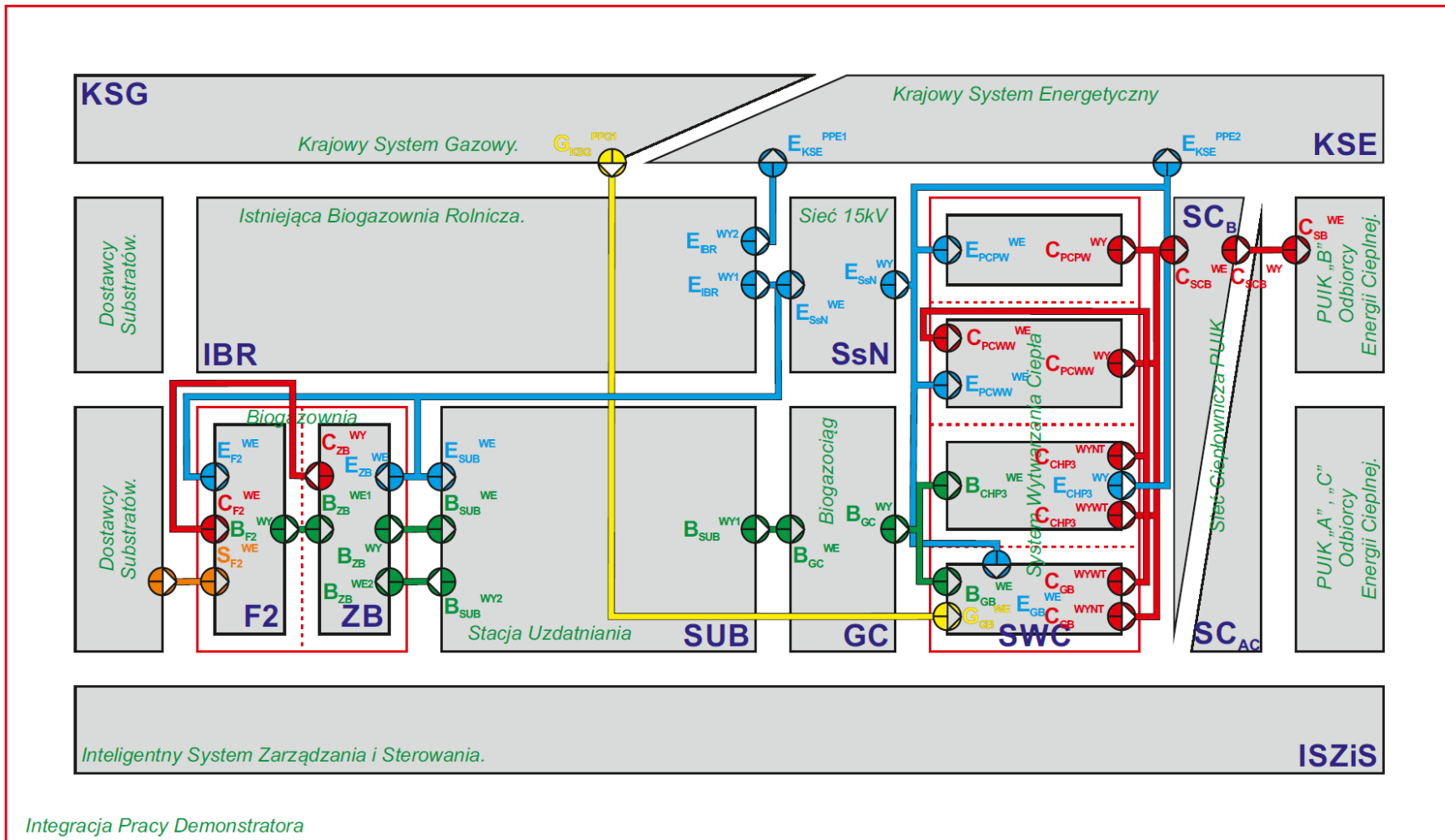
Rysunek 18 - Schemat ideowy systemów ciepłowniczych na tle architektury, przedstawia kluczowe komponenty systemu ciepłowniczego w którym: F2 to zestaw projektowanych w ramach Przedsięwzięcia fermentatorów, w tym mechanizm pozyskiwania ciepła odpadowego do podgrzewania substratu, bazujący na wirtualnym kotle GB1, P1 to pompa obiegowa, a L1 to system pomiarowy. System ciepłowniczy obejmuje: GB2 – kocioł dwupaliwowy z ekonomizerem, CHP3 – kogenerator biometanowy, PC_{WW1} – pompę woda-woda dla której dolnym źródłem ciepła jest zbiornik niskociśnieniowy Zc3, PC_{PW2} – zestaw pomp powietrze – woda. Wyżej wymienione źródła ciepła, łączą między sobą i siecią ciepłowniczą (Gałąź „B”) sprzęgła: Sc1, Sc2, Sc3, Sc4. P2 to pompa obiegowa, L2 licznik główny gałęzi „B”, R2 system rurociągów, L3 to liczniki zainstalowane w węzłach / wymiennikowniach W1. Schemat ideowy systemów ciepłowniczych jest schematem uproszczonym i nie obejmuje wielu komponentów szczegółowo opisanych w dokumentacji technicznej (wielobranżowy projekt).

Rysunek 19 - Schemat ideowy systemów elektrycznych na tle architektury, to uproszczony opis domeny elektrycznej Demonstratora – analogicznie, jak w przypadku poprzedniej domeny, szczegółową dokumentację elektroenergetyczną zawiera „Wielobranżowy projekt Demonstratora ...”. koncepcja przedstawia układ docelowy rozwiązania, który zostanie zrealizowany po uzyskaniu od firmy PGE D zmienionych warunków wyprowadzania mocy (w chwili obecnej ograniczonych do 1MW). koncepcja docelowa, zakłada w szczególności podłączenie istniejącej biogazowni rolniczej do sieci 15kV Demonstratora, w ten sposób, że istniejący kogenerator biogazowy CHP1 o mocy elektrycznej 0,7MW pozostanie podłączony poprzez istniejący transformator TR1 (1.0MVA) i istniejącą rozdzielnię do KSE, a istniejący kogenerator biogazowy CHP2 o mocy elektrycznej 0,5MW zasili poprzez istniejący transformator TR2 (0,6MVA) Demonstrator. W modelu tym, część energii elektrycznej z CHP2 będzie wykorzystywana na potrzeby własne istniejącej biogazowni rolniczej. Obiekty Demonstratora,

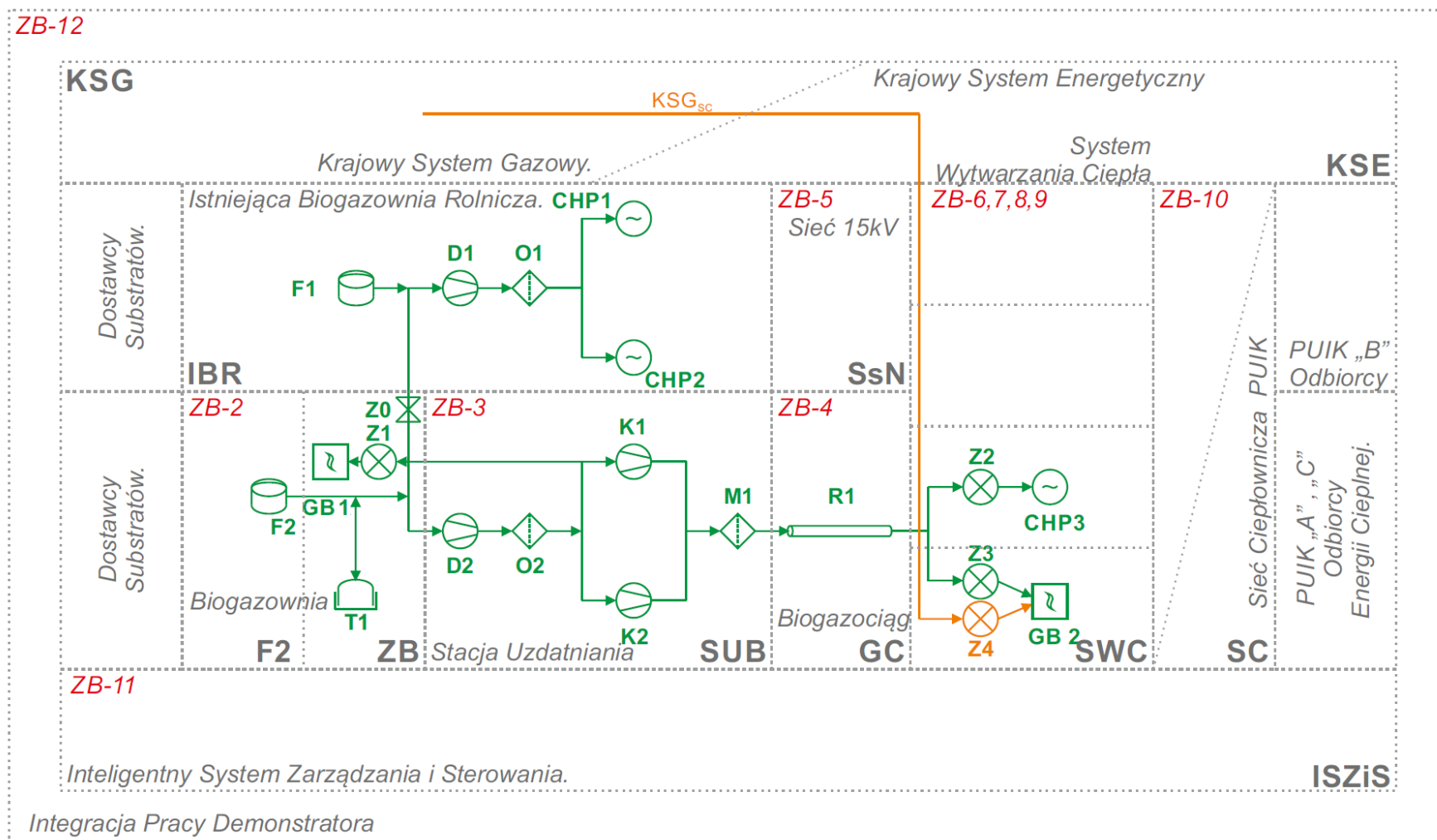
zlokalizowane w miejscowości Grochów (w tym pompa obiegowa P1, dmuchawa D2, kompresory K1 i K2 oraz inne odbiorniki, przedstawione jako PW_{F2} i PW_{ZB}) są zasilone z sieci elektrycznej Demonstratora. Po stronie Sokołowa Podlaskiego, system elektryczny demonstratora, poprzez rozdzielnię 15kV (PZO) przyłączony został do KSE a poprzez transformator TR4_{1,2MVA} do odbiorników (GB2, PC_{WW1}, PC_{PW2}, PW_{SUB}) i generatora (CHP3) Systemu Wytwarzania Ciepła i Sieci Ciepłowniczej PUIK (wydzielona gałąź „B”).

Rysunek 20 - Schemat ideowy Inteligentnego Systemu Zarządzania i Sterowania, to ujęcie architektoniczne systemu zarządzającego pracą Demonstratora, Kluczowymi elementami przedstawionymi na schemacie są: moduły zarządzania węzłami technologicznymi WT_{1..WT5} połączone za pomocą prywatnej sieci światłowodowej TCP/IP z modułem SCADA. Kluczowym elementem uzupełniającym ISZiS jest system AMI pobierający w sposób automatyczny dane z węzłów cieplnych, także podłączony do systemu SCADA. System SCADA współpracuje z dwoma komponentami stanowiącymi o inteligencji rozwiązania. Pierwszym z nich jest „cyfrowy bliźniak” rozwiązanie bazujące na systemie TRNSYS18 dostarczające do ISZiS dane nt. oczekiwanych w danych warunkach rzeczywistych zachowań Demonstratora, drugim jest moduł sztucznej inteligencji „AI”, dostarczający decyzji nt. optymalnych zachowań i ustawień Demonstratora. Uzupełnieniem ISZiS są cztery konsole zdalne służące celom: zarządzania operacyjnego, zarządzania serwisowego, zarządzania usługami Demonstratora oraz Centrum Zarządzania Ciepłem.

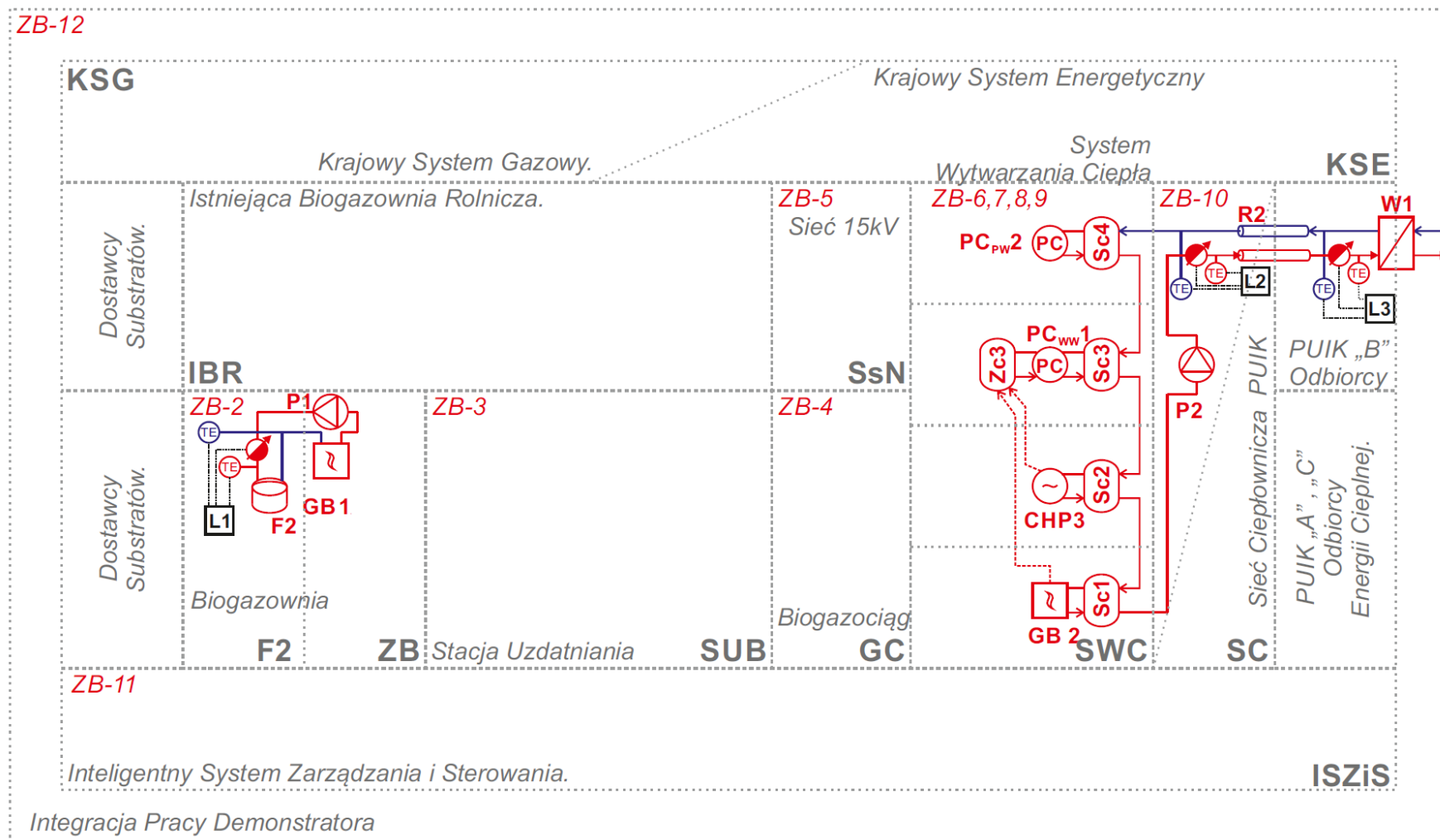
Rysunek 16 - Architektura Demonstratora (ujęcie Black-Box)



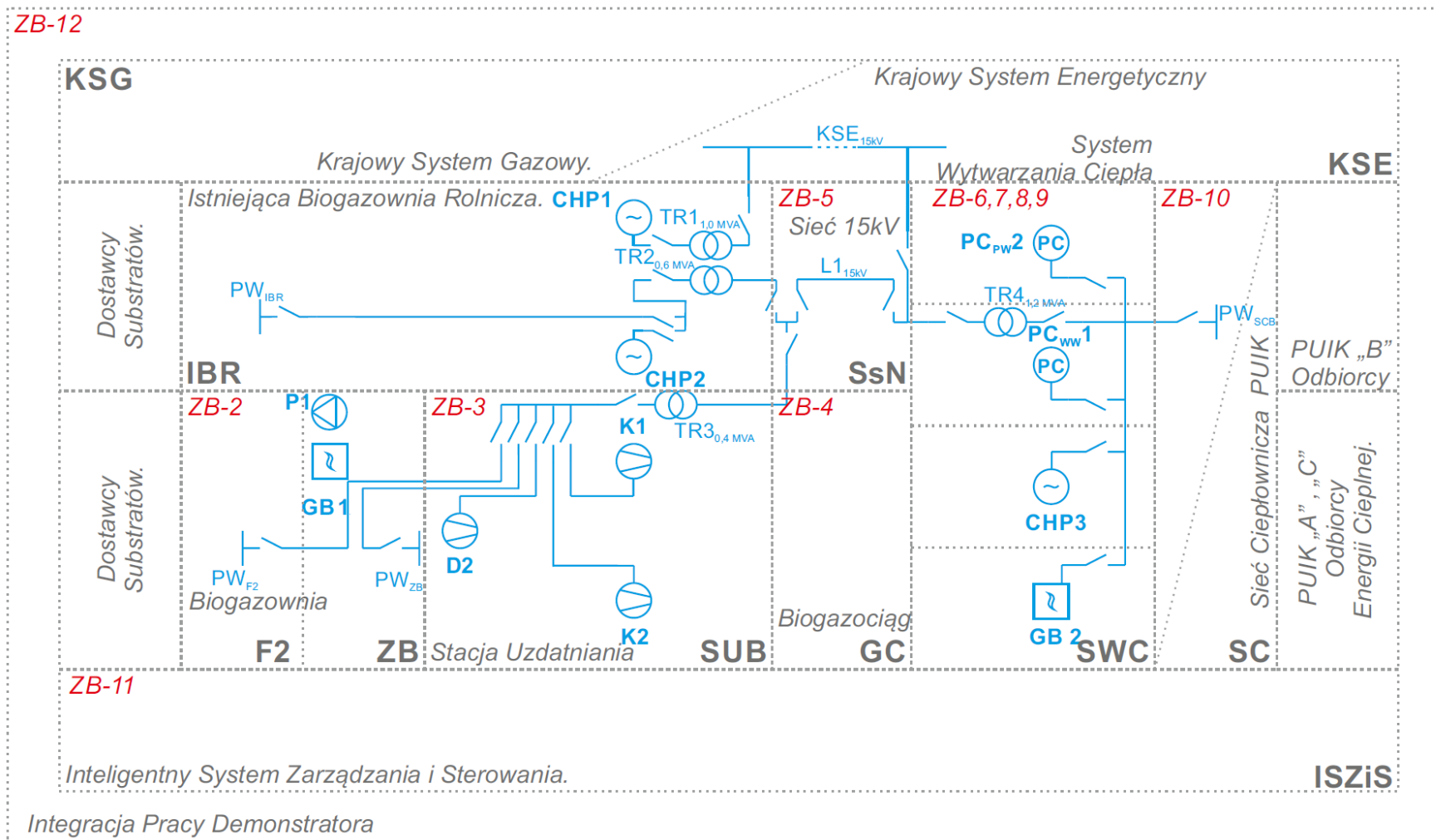
Rysunek 17 - Schemat ideowy systemów gazowych na tle architektury



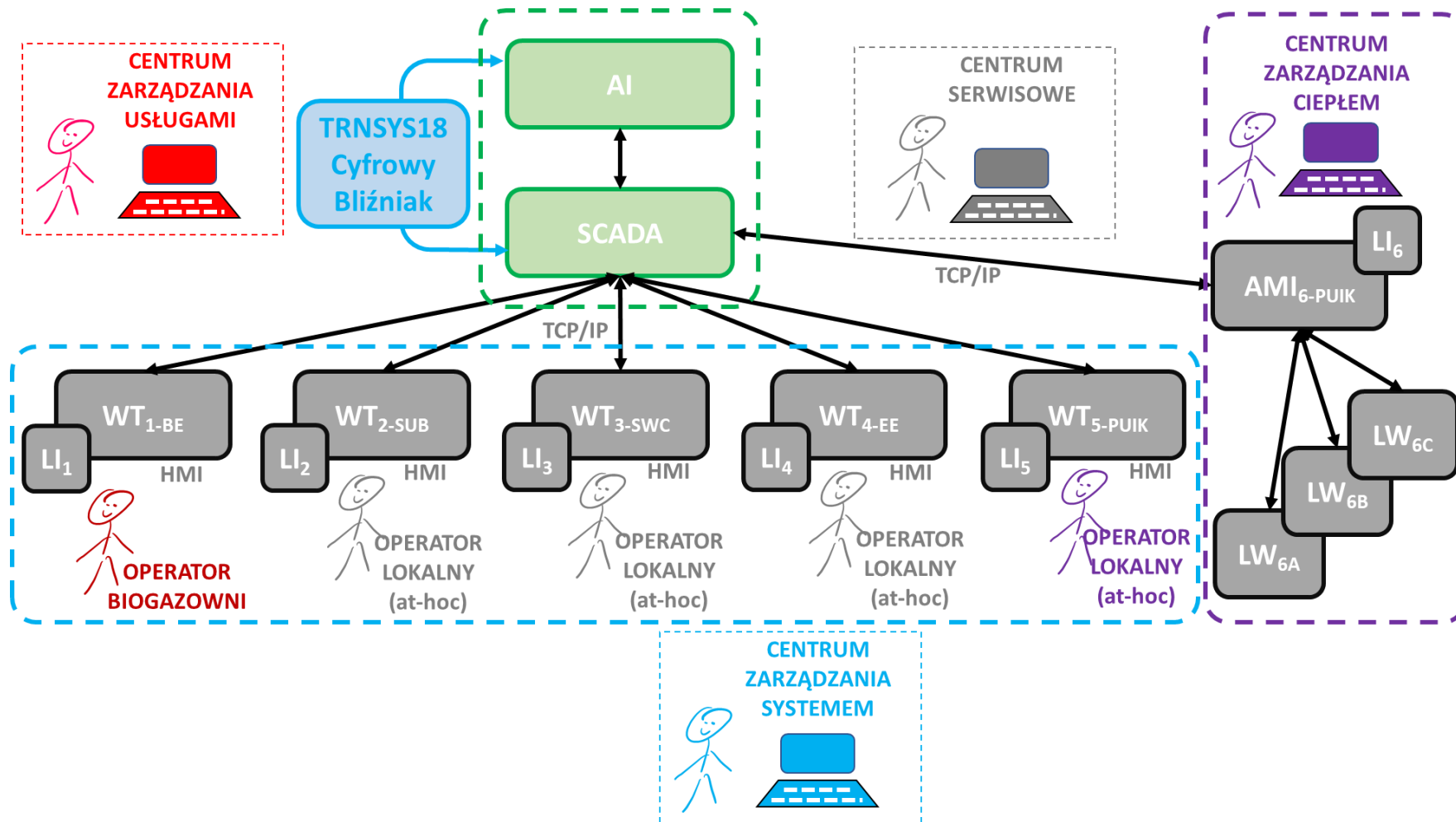
Rysunek 18 - Schemat ideowy systemów ciepłowniczych na tle architektury



Rysunek 19 - Schemat ideowy systemów elektrycznych na tle architektury



Rysunek 20 - Schemat ideowy Inteligentnego Systemu Zarządzania i Sterowania



8.2. *Innowacyjne komponenty*

Opracowany przez konsorcjum projekt Demonstratora Technologii zawiera szereg innowacyjnych komponentów technologicznych. Ich lista i kluczowe cechy przedstawione są poniżej.

Pierwszy innowacyjny Komponent Technologiczny

Priorytetowym urządzeniem jest biogazowy moduł kogeneracyjny, którego pracę gwarantuje ciągłość produkcji biogazu. Moduł jednocześnie wytwarza ciepło i energię elektryczną kwalifikowane w 100% do zasobów OZE.

Obliczenia symulacyjne wykazują, że rocznie ponad 50 % ciepła wytworzonego na potrzeby odbiorców pochodzić będzie z modułu kogeneracyjnego.

Drugi innowacyjny Komponent Technologiczny

W przypadku, gdy zapotrzebowanie na moc cieplną przekroczy założony próg do pracy wezwane zostaną wysokotemperaturowe pompy ciepła typu powietrze-woda. W takim przypadku strumień powrotnej wody sieciowej w pierwszej kolejności kierowany będzie do zespołu wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda. Taki wariant pracy gwarantuje osiągnięcie maksymalnych wartości współczynnika efektywności energetycznej ww. pomp ciepła. Obliczenia symulacyjne wykazują, że około 11 % ciepła wytworzonego na potrzeby odbiorców pochodzić będzie z wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze-woda.

Trzeci innowacyjny Komponent Technologiczny

Kolejnym źródłem ciepła wpiętym na powrocie z sieci ciepłowniczej jest system wysokotemperaturowej pompy ciepła typu woda/woda, gdzie dolnym źródłem ciepła jest system chłodzenia układu turbodoładowania modułu/modułów kogeneracyjnych oraz dwa kondensujące ekonomizery spalin. Pierwszy z nich zainstalowany zostanie na wylocie spalin modułu kogeneracyjnego a drugi na wylocie spalin wysokotemperaturowego kotła grzewczego zasilanego biogazem (w szczytach zapotrzebowania gazem ziemnym). Obliczenia symulacyjne wykazują, że około 9 % ciepła wytworzonego na potrzeby odbiorców pochodzić będzie z wysokotemperaturowej pompy ciepła typu woda-woda.

Czwarty innowacyjny Komponent Technologiczny

Wyposażenie kotła w możliwość alternatywnego spalania biogazu oraz gazu ziemnego w połączeniu z optymalizacją jego pracy pozwoli na maksymalizację wykorzystania biogazu a tylko w niektórych, szczytowych momentach zapotrzebowania na ciepła będzie można przejść na gaz ziemny. Obliczenia symulacyjne wykazują, że z kotłowni szczytowej większość, bo blisko 12 % wytworzonego rocznie ciepła

na potrzeby odbiorców, pochodzić będzie ze spalania biogazu a tylko około 3 % ze spalania gazu ziemnego.

Piąty innowacyjny Komponent Technologiczny

Samodzielność polegająca na tym, że nie będzie kupowana energia elektryczna OZE z zewnątrz. Jak wykazują obliczenia symulacyjne w trybie normalnej pracy nie będzie potrzebny zakup energii elektrycznej w KSE większy niż 1%.

Szósty innowacyjny Komponent Technologiczny

Dobór parametrów technicznych zastosowanych komponentów gwarantuje bardzo wysoką niezawodność produkcji i dostawy ciepła do odbiorców końcowych. W okresie zimowym w przypadku, gdy z trybu normalnej pracy wypadnie jakikolwiek pojedynczy komponent dostawa ciepła nie zostanie przerwana. W okresie letnim jak wykazują analogiczne analizy gwarancja dostawy ciepła będzie utrzymana nawet w sytuacji, gdy z trybu normalnej pracy wypadną nawet 2 lub 3 urządzenia. Jak wykazują analizy szczegółowe wskaźnik niezawodności opracowanego Demonstratora Technologii w okresie zimowym nie powinien być niższy niż 0.992 a w okresie letnim 0,999.

Siódmy innowacyjny Komponent Technologiczny

Kluczowym komponentem jest konfiguracja współpracy urządzeń Demonstratora Technologii pozwalająca osiągnąć bardzo wysoki udział OZE na poziomie 97% rocznie oraz niską wartość jednostkowej emisji CO₂ na poziomie ok. 10 g/kWh odniesioną do wytworzonego ciepła i energii elektrycznej. Wartość ta jest około 40 razy mniejsza niż średnia w ciepłownictwie polskim.

Gwarantuje to spełnienie wszelkich obecnych a nawet przyszłych dyrektyw i rozporządzeń. W przypadku zmniejszenia parametrów termicznych zasilania i powrotu oraz zmniejszeniu zapotrzebowania na ciepło (np. na skutek termomodernizacji budynków) udział OZE wzrośnie natomiast wartość jednostkowej emisji CO₂ Demonstratora Technologii ulegnie jeszcze zmniejszeniu.

Ósmy Innowacyjny Komponent Technologiczny

Nad pracą dość złożonego systemu składającego się z ww. komponentów czuwać będzie złożony układ nadrzędnego sterowania gwarantujący nie tylko wysoką niezawodność pracy Demonstratora Technologii, ale również wysoką niezawodność wytwarzania i dystrybucji ciepła oraz optymalizację ich pracy pod kątem efektywności ekonomicznej.

Tak duża liczba wyróżnionych komponentów technologicznych systemu wskazuje na niewątpliwą innowacyjność rozwiązania i właściwe podejście przy opracowaniu koncepcji demonstratora.

9. Obliczenia

Rozdział niniejszy zawiera podsumowanie wyników obliczeń prowadzonych w oparciu o modelowanie z użyciem technologii TRNSYS 18. W poniższej tabeli zawarto wykaz wybranych, najważniejszych wyników obliczeń jako średnie za okres od 01.01.24 do 31.12.26 oraz 01.04.24 do 31.03.25

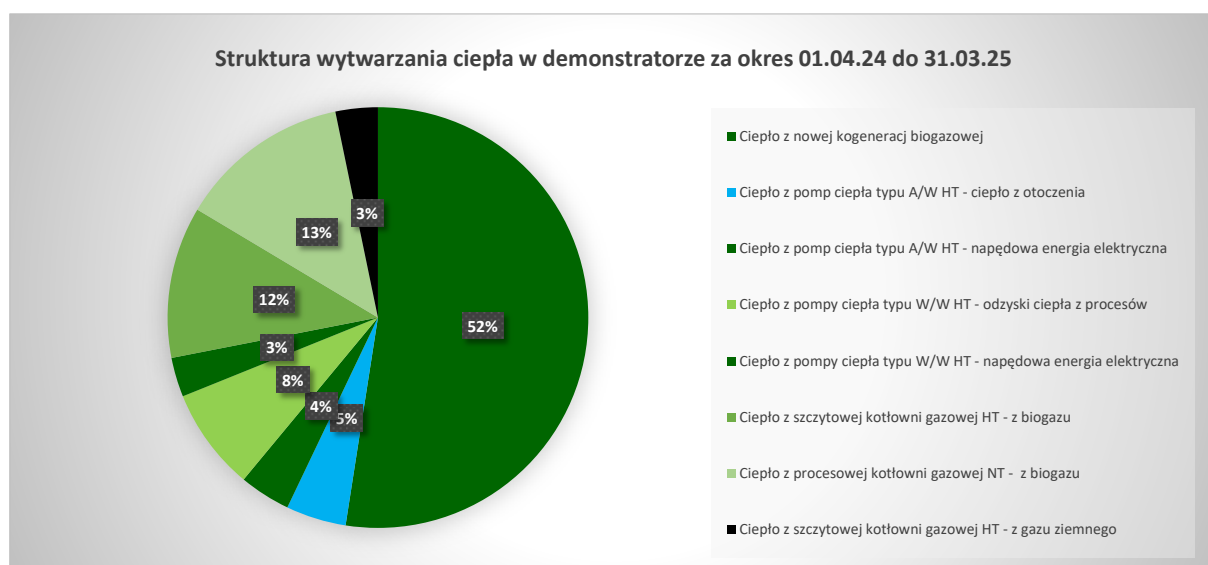
Tabela 14 - Rezultaty obliczeń

L.P.	Rezultaty obliczeń	Jedn.	01.01.24 do 31.12.26	01.04.24 do 31.03.25
1	Udział OZE	%	97,0	97,0
2	Całkowita produkcja ciepła	MWh/rok	15 270	15 405
3	Ciepło dostarczone do odbiorców	MWh/rok	10 932	10 932
4	Wytworzona energia elektryczna	MWh/rok	7 509	7513
5	Zakup EEL. OZE	MWh/rok	0,0	0,0
6	Zużycie substratu do produkcji biogazu	Mg/rok	27 895	27 969
7	Zużycie gazu ziemnego (wart. opałowa)	MWh/rok	507	522
8	Łączna sprawność demonstratora	%	90,90	91.10
9	Sprawność sieci ciepłowniczej	%	88.13	88.14
10	Zakup EEL. w KSE	MWh/rok	98,22	98,18

Można zauważyć, że przyjęte okresy analizy praktycznie nie wpłynęły na końcowe rezultaty pracy demonstratora – wyniki są bez mała identyczne.

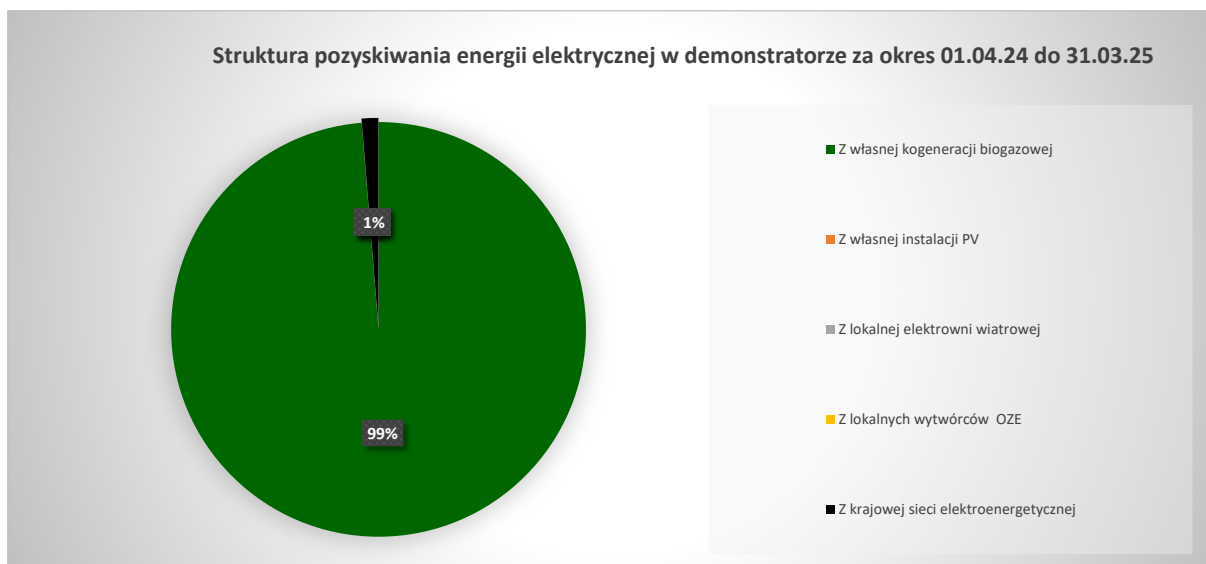
Szczegółową strukturę wytwarzania ciepła w demonstratorze ilustruje *Rysunek 21*. Zamieszczony tam wykres szczegółowo przedstawia energię napędową, zużycie paliw, ciepło pobrane z otoczenia oraz odzyskane ciepło procesowe.

Rysunek 21 - Szczegółowa struktura wytwarzania ciepła w demonstratorze



Szczegółową strukturę pozyskiwania energii elektrycznej w demonstratorze przedstawia *Rysunek 22*, z którego wynika, że opracowany model jest na tyle niezależny, że prawie nie wystąpiła konieczność dodatkowego zakupu energii elektrycznej z krajowej sieci elektroenergetycznej.

Rysunek 22 - Szczegółowa struktura pozyskiwania energii elektrycznej w demonstratorze



10. Bezpieczeństwo wytwarzania ciepła

Opracowany model Demonstratora Technologii cechuje wysokie i mierzalne bezpieczeństwo dostawy ciepła do odbiorców. W niniejszym rozdziale zagadnienie to przedstawiono w formie opisowej oraz analitycznej, opartej na gruncie niezawodności blokowej.

Analiza opisowa niezawodności demonstratora

W zakresie niniejszej analizy poddano niezawodność opisową dostawy ciepła systemowi w kategorii N1 (podczas pracy demonstratora w sezonie grzewczym) oraz N2 i N3 (poza sezonem grzewczym).

N1 – z systemu wypada (nie pracuje) 1 urządzenie grzewcze

N2 – z systemu wypadają (nie pracują) 2 urządzenia grzewcze

N3 – z systemu wypadają (nie pracują) 3 urządzenia grzewcze

Jako podstawę oceny przyjęto rzeczywistą strukturę zapotrzebowania na ciepło (**Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**).

oraz stan normalny, który definiuje *Tabela 14*.

Rysunek 23 - Rzeczywisty rozkład zapotrzebowania mocy grzewczej

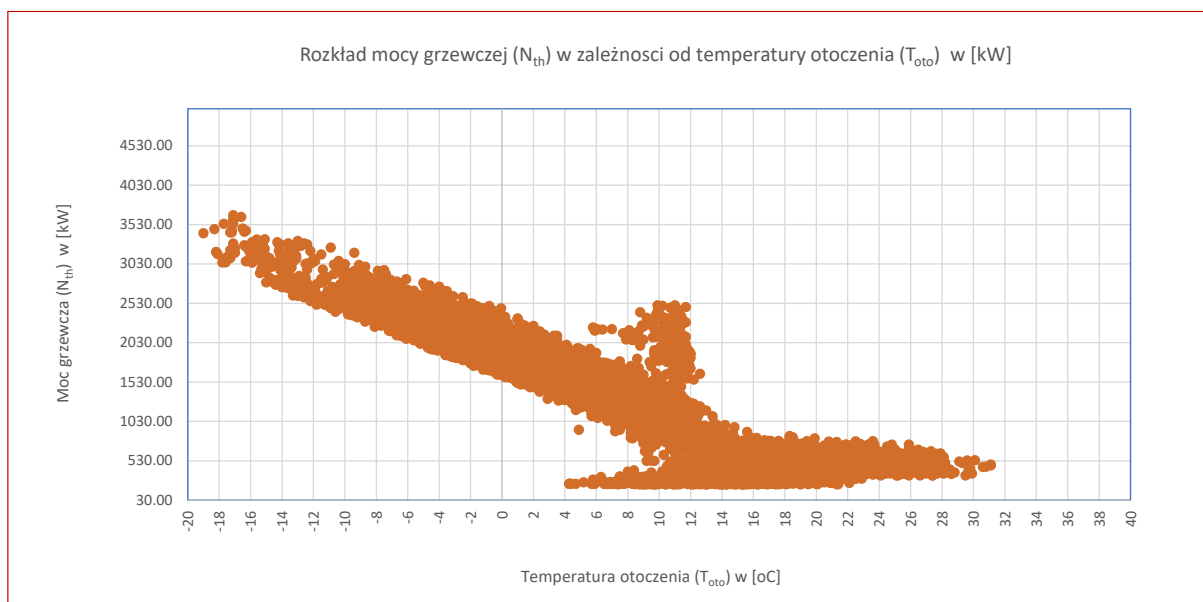


Tabela 15 - Okres sezonu grzewczego – analiza N1 (stan normalny)

L.P.	Podsystemy/urządzenia	ON/OFF		Opis	Ryzyko/wpływ
Wariant bazowy – poziom odniesienia					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	Wszystkie urządzenia sprawne	Stan normalny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	1	0		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		

Analiza N1 w sezonie grzewczym

Poszczególne przypadki zilustrowano w dalszych tabelach:

Tabela 16 - Okres sezonu grzewczego – analiza N1

L.P.	Podsystemy/urządzenia	ON/OFF		Opis	Ryzyko/wpływ
Analiza N1 - przypadek 1					
1.	Kogeneracja gazowa	0	1	W tym przypadku dostawa ciepła zostanie zapewniona. Jednakże do zasilania pomp ciepła będzie niezbędna będzie energia elektryczna z zewnątrz	Niskie
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	1	0		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		
Analiza N1 - przypadek 2					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	W tym przypadku gdyby przestały pracować jednocześnie wszystkie trzy pompy ciepła deficyt roczny ciepła wynosi około 2 %	Marginalne / Niewielki
2.	Pompa ciepła typu A/W	0	1		
3.	Pompa ciepła typu W/W	1	0		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		
Analiza N1 - przypadek 3					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	W tym przypadku brak pracy tego urządzenia nie ma wpływu na dostawę ciepła do odbiorców	Niskie / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		
Analiza N1 - przypadek 4					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	Do temperatury otoczenia (-4 °C) system gwarantuje dostawę właściwą ilość ciepła. Poza tym okresem brak będzie komfortu cieplnego u odbiorców.	Niskie / Średni
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	1	0		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	0	1		

Jak wykazuje analiza typu N1 w sezonie grzewczym występuje niskie lub marginalne ryzyko braku dostawy ciepła. W przypadku jego wystąpienia wpływ jest nieistotny lub niewielki i tylko w jednym przypadku średni. W przypadku powyższej analizy zakłada się, że do dyspozycji mamy zawsze co najmniej jedno z paliw gazowych tj. biogaz i/lub gaz ziemny oraz energię elektryczną z krajowej sieci elektroenergetycznej lub lokalnego dostawcy jakim jest biogazownia w Grochowie.

Analiza N2 poza sezonem grzewczym

Tabela 17 - Okres poza sezonem grzewczym – analiza N2

L.P.	Podsystemy/urządzenia	ON/OFF		Opis	Ryzyko/wpływ
Analiza N2 - przypadek 1					
1.	Kogeneracja gazowa	0	1	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana przez kocioł grzewczy lub / i pompy ciepła typu powietrze-woda. Jednakże do zasilania pomp ciepła niezbędna będzie energia elektryczna z zewnątrz.	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		
Analiza N2 - przypadek 2					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana wyłącznie przez moduł kogeneracyjny lub/i pompy ciepła typu powietrze-woda.	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	0	1		
Analiza N2 - przypadek 3					
1.	Kogeneracja gazowa	0	1	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana przez pompy ciepła typu powietrze-woda. Do zasilania pomp ciepła niezbędna będzie energia elektryczna z zewnątrz.	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	1	0		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	0	1		

Jak wykazuje analiza typu N2 poza sezonem grzewczym występuje niskie lub marginalne ryzyko zaprzestania dostawy ciepła. W przypadku jego wystąpienia wpływ jest nieistotny – wręcz pomijalny. W przypadku powyższej analizy zakłada się, że do dyspozycji mamy zawsze co najmniej jedno z paliw gazowych tj. biogaz i/lub gaz ziemny oraz energię elektryczną z krajowej sieci elektroenergetycznej lub lokalnego dostawcy jakim jest biogazownia w Grochowie Szlacheckim.

Analiza N3 poza sezonem grzewczym

Tabela 18 - Okres poza sezonem grzewczym – analiza N3

L.P.	Podsystemy/urządzenia	ON/OFF		Opis	Ryzyko/wpływ
Analiza N3 - przypadek 1					
1.	Kogeneracja gazowa	0	1	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana wyłącznie przez kocioł gazowy	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	0	1		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		
Analiza N3 - przypadek 2					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana wyłącznie przez moduł kogeneracyjny	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	0	1		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	0	1		
Analiza N3 - przypadek 3					
1.	Kogeneracja gazowa	0	1	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana przez pompy ciepła typu powietrze-woda. Do zasilania pomp ciepła niezbędna będzie energia elektryczna z zewnątrz.	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	0	1		

Jak wykazuje analiza typu N3 poza sezonem grzewczym występuje również niskie lub marginalne ryzyko zaprzestania dostawy ciepła. W przypadku jego wystąpienia wpływ jest nieistotny – wręcz pomijalny. W przypadku powyższej analizy zakłada się, że do dyspozycji mam zawsze co najmniej jedno z paliw gazowych tj. biogaz i/lub gaz ziemny oraz energię elektryczną z krajowej sieci elektroenergetycznej lub lokalnego dostawcy jakim jest biogazownia w Grochowie Szlacheckim. Zastosowany w rozwiązaniu kocioł dwupaliwowy może pracować z wykorzystaniem biogazu lub alternatywnie gazu ziemnego co gwarantują wysoką niezawodność dostawy ciepła do odbiorców.

Analiza niezawodności demonstratora zgodnie z PN-IEC 1078/PN-EN 61078:2017-01

Pojęcie „niezawodność” jest powszechnie znane w rozumieniu potocznym. Jednakże jego precyzyjne wyznaczenie może być dość skomplikowane i w zależności od struktury układu wymagana jest dość złożona analiza matematyczna oraz zaawansowane procedury badawcze. W tym przypadku wprowadźmy pewne uproszczenie i zdefiniujmy niezawodność pojedynczego urządzenia R w sposób następujący:

R = 1,0 - mamy do czynienia z urządzeniem w 100 % niezawodnym (100 % bezpieczeństwa)
(wartość nie osiągalna w praktyce),

R = 0,0 - mamy do czynienia z urządzeniem w 100 % zawodnym (0 % bezpieczeństwa)
(wartość osiągalna w praktyce).

W rzeczywistości parametr R w przypadku pojedynczego urządzenia wysokiej „jakości” jest bardzo bliski jedności.

Odnosząc go do opracowanego demonstratora możemy rozważać następujące zagadnienia:

R_{S-1-2} - niezawodność demonstratora w przypadku gdy dla odbiorców ciepła ważna jest pewność pracy **1 z 3** urządzeń.

R_{S-2-3} - niezawodność demonstratora w przypadku gdy dla odbiorców ciepła ważna jest pewność pracy **2 z 3** urządzeń jednocześnie.

R_{S-3-3} - niezawodność demonstratora w przypadku gdy dla odbiorców ciepła ważna jest pewność pracy **3 z 3** urządzeń jednocześnie.

Do wyznaczenia wartości R_S zgodnie z PN-IEC 1078: 1994 (Techniki analizy niezawodności – Metoda schematów blokowych niezawodności) posłużono się poniższą zależnością:

$$R_S = \sum_{k=m}^n \binom{n}{k} R^k (1-R)^{n-k}$$

gdzie:

R – niezawodność pojedynczego urządzenia (podsystemu) demonstratora,

n – ilość rozpatrywanych kluczowych urządzeń (podsystemów) w demonstratorze,

m – rozpatrywana ilość urządzeń (podsystemów) pracujących jednocześnie.

Zgodnie z powyższą zależnością wykonano stosowne kalkulacje dla poszczególnych przypadków pracy demonstratora. Przy czym należy zaznaczyć, że wyniki obliczeń rozpatrywano w określonym przedziale

wartości niezawodności pojedynczego urządzenia (podsystemu) R zawierającego się w przedziale (od 0,95 do 1,0).

Ponadto w celu uproszczenia przyjęto następujące założenia:

- niezawodność pojedynczych urządzeń (podsystemów) demonstratora w chwili pierwszego uruchomienia systemu wytwarzania ciepła jest taka sama

$$R_{01} = R_{02} = R_{03} = R_0$$

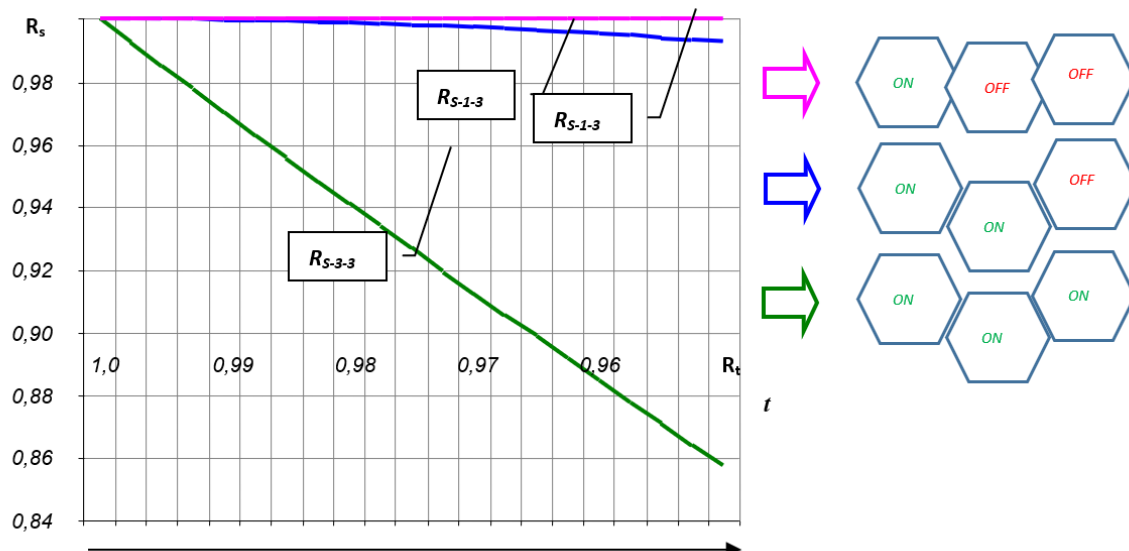
Powyższe założenie jest poprawne, zamawiane komponenty pochodzą będą od dostawców gdzie ich produkcja prowadzona jest przy zachowaniu wysokiej sprawności linii technologicznej, a wdrożone procedury wynikające z norm jakości ISO zapewniają stosowną kontrolę od poddostawców począwszy do kontroli końcowej produktu włącznie.

- niezawodność pojedynczych urządzeń demonstratora po czasie (t) jego pracy ulega zmianie i jest taka sama – tj:

$$R_{t1} = R_{t2} = R_{t3} = R_t$$

Wyniki obliczeń do opracowanego demonstratora zilustrowano na rysunku 9.

Rysunek 24 - Przebieg niezawodności (R_s) wariantów pracy demonstratora w zależności od (R_t) – tj. niezawodności poszczególnych urządzeń (podsystemów)



Jak widać z powyższego wykresu niezawodność demonstratora przy wymaganej pracy 3 podsystemów jednocześnie (R_{S-3-3}) maleje proporcjonalnie wraz z niezawodnością poszczególnych podsystemów (R_t).

Zgodnie z analizą N1 gdzie 1. podzespół jest wyłączony lub jego niezawodność w danej chwili ($R_t = 0$) do dyspozycji pozostają jeszcze 2. podsystemy. W tym przypadku niezawodność wymaganej pracy 2. z 3. podsystemów (R_{S-2-3}) w demonstratorze zgodnie z wykresem na rysunku 10.2 w przedziale $R_t = (1,0 \div 0,95)$ charakteryzują tylko nieznacznym jej spadkiem. Okres powyższy dotyczy głównie sezonu grzewczego.

Jednak należy zwrócić szczególną uwagę na fakt, że niezawodność wymaganej pracy 1 z 3 podsystemów (R_{S-1-3}) w demonstratorze zgodnie z wykresem na rysunku 9 w przedziale $R_t = (1,0 \div 0,95)$ jest bliska jedności i praktycznie nie ulega zmianie. Okres powyższy dotyczy głównie okresu poza sezonem grzewczym.

Wniosek:

Przy zachowaniu regularnych prac serwisowych niezawodność demonstratora w okresie sezonu grzewczego nie powinna być mniejsza niż 0,992 (poziom bezpieczeństwa 99,2%) a w okresie letnim nie mniejsza niż 0,999 (poziom bezpieczeństwa 99,9 %).

11. Informacje dodatkowe

W uzupełnieniu informacji przedstawionej w niniejszym opracowaniu w szczególności w nawiązaniu do zagadnienia replikowalności opisanego w rozdziale 7 „*Wnioski dotyczące skalowalności i replikowalności*” należy zaznaczyć, że Konsorcjum na etapie prac przygotowawczych do złożenia Wniosku przeprowadziło szereg prac analitycznych dotyczących rynku ciepłownictwa w Polsce i jego potrzeb. W oparciu o te prace powstała poniższa (ostrożna) analiza rynkowa dotycząca możliwości przeniesienia na inne lokalizacje rozwiązań technologicznych i biznesowych opracowanych w związku z realizacją projektu.

Analizując potencjał rynku, Konsorcjum uwzględniało przede wszystkim:

- Systemy ciepłownicze ulokowane w miastach otoczonych gminami rolniczymi;
- Systemy ciepłownicze, w których źródła CHP już działają lub są planowane;
- Systemy o mocy cieplnej do 20 MW

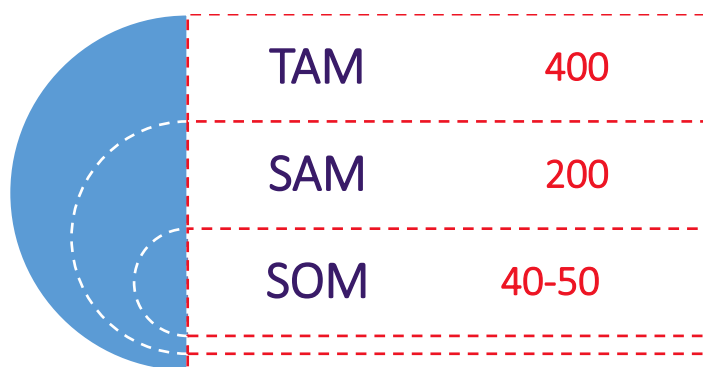
Podsumowaniem tych prac jest schemat przedstawiony na rysunku poniżej, gdzie:

TAM oznacza całkowity dostępny rynek (ang. Total Available / Addressable Market);

SAM to rynek możliwy do obsługi (ang. Serviceable Addressable Market albo Served Available Market);

SOM – cel - planowany rynek (ang. Serviceable Obtainable Market).

Rysunek 25 – Potencjał rynku



Przedstawiony powyżej potencjał rozwiązania bazujący na systemach ciepłowniczych to zaledwie fragment możliwości. Analizując poszczególne projekty od strony substratu, ujawnia się znaczący potencjał rozwiązania w także obszarze przemysłowym. Analizując możliwość ulokowania przedsięwzięcia (przedsięwzięć) na terenie wcześniej przywoływanego przykładu Warmii i Mazur w których substratem może być dostępny w tamtych okolicach ok. 1 mln t pomiotu kurzego rocznie, który pozwala na uzyskanie ok. 100 mln Nm³ biometanu uzyskujemy potencjał budowy 30 systemów o mocy cieplnej 5MW.

Realizacja tego typu projektów wymaga jednak systemowego podejścia w ramach procesu przygotowawczego, w szczególności rozszerzenia „Demonstratora Technologicznego” do poziomu „Piaskownicy Legislacyjnej” pozwalającej po przeprowadzeniu w ograniczonym i kontrolowanym otoczeniu formalno-prawnym, niezbędnych działań przygotowawczych przejście do realizacji Projektów Pilotażowych pozwalających na opracowanie wachlarza rozwiązań opartych na różnych źródłach substratu, różnych modelach biznesowych, różnych grupach odbiorców itp. Częściowo funkcję tę spełnia zbudowany w powiecie Sokołowskim Demonstrator Technologii, dlatego w *ocenie Konsorcjum, niezbędna jest kontynuacja projektu „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, szczególnie w aspekcie integracji lokalnych zasobów energetyki odnawialnej i rozproszonej czyli kontynuacja projektów typu Demonstrator Technologii w powiązaniu z formułą Piaskownicy Legislacyjnej w organizacyjnej otulinie Lokalnych Klastrow Energii realizowanych jako Projekty Pilotażowe.*

Realizacja takich przedsięwzięć uzupełnionych o dodatkowe elementy technologiczne jakimi powinny być np. Magazyny Energii, rozwiązania Smart Grid, powiązanie lokalnych zasobów Energetyki Rozproszonej z zasobami OSDp (zarządzanie zjawiskami zapadów, zaników, black-out’ów) pozwalało by na znaczące podniesienie bezpieczeństwa energetycznego kraju w oparciu np. o koncepcję Lokalnych Klastrow Energii – samobalansujących się podregionów energetycznych posiadający własną infrastrukturę dystrybucyjną, współpracujących ściśle z Krajowym Systemem Energetycznym, stanowiących proaktywne elementy KSE wpływające na stabilizację i poprawę bezpieczeństwa jego pracy.

12. *Wnioski z zastosowania Rozwiązania w ramach Demonstratora Technologii*

- W ramach modelowania bazowego numerycznego modelu w etapie II skorzystano w najbardziej możliwym stopniu z danych rzeczywistych odbiorców ciepła systemowego oraz warunków pracy ciepłowni PUIK w Sokołowie Podlaskim, uwzględniając także dane meteorologiczne i dane termodynamiczne zapotrzebowania na ciepła. Na podstawie porównania udziału OZE oraz innych parametrów można stwierdzić, że wymagania konkursowe w warunkach rzeczywistych nie pozostaną zagrożone. Wyniki obliczeń symulacyjnych w zakresie udziału OZE jednoznacznie wskazują, że opracowany demonstrator spełnia warunki konkursowe w zakresie udziału OZE gdyż jego udział w strumieniu wytwarzanej energii w wersji bazowej wynosi 97 % czyli znacznie powyżej 80%.
- Dzięki wykorzystaniu w komponentach technologicznych wszystkich możliwych odzysków ciepła odpadowego i procesowego uzyskano wysoką efektywność energetyczną Demonstratora na poziomie 90% i więcej.
- Dzięki znacznemu ograniczeniu paliw kopalnych obliczony jednostkowy wskaźnik emisji CO₂ wynosi około 10 g/kWh co oznacza w praktyce, że Demonstrator Technologii spełniał będzie obecnie wymagania planowane na rok 2050.
- Wybrany program do dynamicznych obliczeń symulacyjnych TRNSYS18 okazał się najlepszym z dostępnych opcji na rynku. Zawiera on w swojej bibliotece wszystkie główne komponenty niezbędne do modelowania całego systemu elektrociepłowni. W razie potrzeby możliwe jest również tworzenie własnych uzupełnień w oparciu o własne odwzorowanie matematyczne potrzebnych komponentów.
- W przyszłości rekomenduje się weryfikację i testy nieco uproszczonej wersji opracowanego modelu przyjmując jako dane wejściowe parametry termodynamiczne na granicy ciepłowni.
- Wszystkie przyjęte hipotezy i problemy badawcze, które są elementami fundamentu opracowanego a następnego zbudowanego Demonstratora Technologii poparte wynikami obliczeń symulacyjnych będą skrupulatnie weryfikowane na etapie III – tj. eksploatacji. Dzięki opracowanej metodycy pomiarów wszystkie kluczowe parametry Demonstratora będą obserwowane, rejestrowane, archiwizowane, przetwarzane i raportowane.

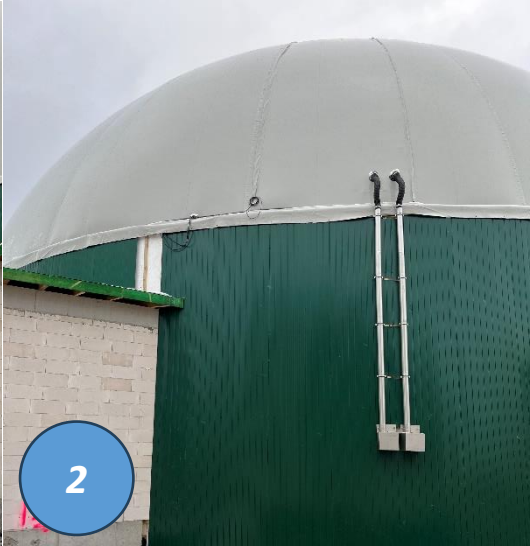
13. *Wnioski praktyczne dotyczące zastosowanego rozwiązania technicznego, wykonawstwa Elektrociepłowni*

- Model i struktura Demonstratora w układzie biogazownia – sieć – system wytwarzania ciepła odpowiada najbardziej systemom ciepłowniczym w miastach 15-30 tysięcy mieszkańców.
- Proces przygotowania inwestycji powinien obejmować poznanie i analizę obszaru otaczającego miasto pod względem możliwości pozyskania substratu w wymaganej ilości i wartości energetycznej.
- Budowa sieci SN 15 kV i gazowej powiązana z możliwością pracy jako operatora sieci dystrybucyjnej /OSDn/, tak aby możliwy był dostęp do klienta końcowego /zakłady przemysłowe i inne obiekty o dużym zapotrzebowaniu na energię elektryczną/.
- Wybór modelu ze Stacją Uszlachetniania Biogazu /SUB/ wymaga analizy w zakresie efektywności pracy w kontekście budowy sieci gazowej /odległość, przekroje rury itp./ na etapie przygotowania inwestycji.
- Model z wykorzystaniem SUB pozwala na budowę stacji bio-LNG /ciekły biometan/lub/i budowę systemu odzyskania /recovery/ bio-CO₂. Stacja bio-LNG pozwala utrzymać pełną wydajność biogazowni w okresie letnim i przejściowym nie tylko w okresie grzewczym.
- Budowa Systemu Wytwarzania Ciepła w oparciu o kogenerację /CHP/, pompy ciepła /powietrze-woda, woda-woda/ i kocioł gazowy może być oparta o gaz ziemny /sieciowy/ i wybudowana wcześniej z możliwością późniejszego przyłączenia do źródła biometanu /praca dwupaliwowa/.
- Konieczna jest zmiana prawa w zakresie prawa budowlanego, ochrony środowiska /skrócenie czasu realizacji inwestycji/ i prawa energetycznego /praca wyspowa - unbundling sieci energetycznych/.1
- Replikując Przedsięwzięcie, Inwestor powinien rozważyć podział pozwoleń na budowę na wiele części pozwalających na równoległe prowadzenie prac i unikanie wpływania problemów na jednym odcinku na prace na innym odcinku.
- Replikując Przedsięwzięcie, Inwestor powinien przewidzieć zakup urządzeń telekomunikacyjnych i pomiarowych na wczesnym etapie budowy rozwiązania oraz budowę systemu pomiarowego i systemu SCADA w pierwszym kroku w warunkach laboratoryjnych a następnie przeniesienie uruchomionego i częściowo działającego rozwiązania do warunków produkcyjnych.

14. Dokumentacja fotograficzna Demonstratora

Umieszczone w niniejszym rozdziale 18 fotografii, przedstawia poszczególne elementy demonstratora Technologii:

1. Fermentator nr 1
2. Fermentator nr 2
3. Magazyn substratów stałych
4. System karmienia biogazowni
5. Stacja transformatorowa
6. System uszlachetniania biogazu do biometanu
7. Instalacje systemu uszlachetniania gazu do biometanu fr.1
8. Instalacje systemu uszlachetniania gazu do biometanu fr.2
9. Bio-kogenerator
10. Zbiornik buforowy oraz Budynek Gospodarek Wspólnych
11. Pompa ciepła Powietrze-Woda
12. Szczytowy kocioł Gazowy
13. Kontener serwerowni Inteligentnego Systemu Zarządzania i Sterowania
14. Sterówka – Stacja SCADA
15. Szafa krosownicza Systemu Integracyjnego
16. Szafa Sterująca
17. Instalacja Systemu Wytwarzania Ciepła
18. Instalacja „Spinki”







15. Dane Wykonawcy

15.1. Dane adresowe oraz rejestrowe

Projekt realizowany jest przez Konsorcjum w układzie:

Lider

ECN Spółka Akcyjna

KRS: 0000913860, NIP: 7011046417 z siedzibą w Warszawie (00-680) przy ulicy Żurawiej 45

Zarząd: Maciej Wąż - Prezes Zarządu

ECN powołana jako spółka celowa przez Stowarzyszenie WIEDZA działające jako koordynator Mazowieckiego Klastra ICT Krajowego Klastra Kluczowego i Energotechnikę Sp. z o.o.

Zarząd Spółki i jej współpracownicy to menadżerowie oraz eksperci z długoletnią praktyką posiadający doświadczenie w zakresie realizacji projektów w zakresie szeroko rozumianej energetyki oraz towarzyszących zespołom energetycznym układów sterowania i inteligentnego zarządzania.

Partner I

Energotechnika Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,

NIP: 7591475453, KRS: 0000116182 z siedzibą w Warszawie (04-247) przy ulicy Chełmżyńskiej 25

Zarząd: Jerzy Umiński - Prezes Zarządu, Michał Umińskiego - Wiceprezes Zarządu.

Energotechnika to firma z ponad trzydziestoletnim doświadczeniem w branży energetycznej. Spółka przeprowadziła modernizację ponad 160 obiektów energetycznych, zbudowała ponad 95 nowych kotłowni i elektrociepłowni oraz wykonała ponad 25 instalacji ochrony środowiska i 10 kompletnych systemów ciepłych miast. Od początku 2000 r. wdraża nowe standardy techniczne w kogeneracji i poligeneracji gazowej. Jej najbardziej zaawansowane technologicznie instalacje to m. in. Pierwsza w Polsce Wioska Energetyczna. Współpraca z czołowymi ośrodkami naukowymi w kraju oraz najnowocześniejszym w Europie Centrum Badawczym Silników Gazowych.

Partner II

Instytut Certyfikacji Emisji Budynków Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
NIP: 6772393528, KRS: 0000580496 z siedzibą w Krakowie (30-734) przy ulicy Żeńców 30
Zarząd: Adolf Józef Mirowski - Prezesa Zarządu.

ICEB - stała współpraca z IGCP (Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie) Certyfikacji Ciepła Systemowego w oparciu w własną metodologię. Wśród wybranych referencji spółki, znajduje się analiza wykonalności projektu dotycząca Multisystemu energetycznego zawierającego technologie bez emisyjnej energii odnawialnej na potrzeby modernizacji kotłowni Zakładu Ciepłego w Kuźni Raciborskiej.

Partner III

Biogas East Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
NIP: 8231640583, KRS: 0000349272 z siedzibą w Grochowie Szlacheckim (08-300) przy ulicy Sokołowskiej 5
Zarząd: Jakub Ufnal - Prezes Zarządu, Maciej Ufnal - Wiceprezes Zarządu.

Spółka wybudowała w latach 2012-2014 biogazownię skojarzoną z systemem kogeneracji i prowadzi jej eksploatację.

Partner IV

Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
NIP: 8230001533, KRS: 0000175242 z siedzibą w Sokołowie Podlaskim (08-300)
przy ulicy Kosowskiej 75
Zarząd: Zbigniew Jan Bocian - Prezes Zarządu

Spółka miejska prowadząca działalność w trzech obszarach jako przedsiębiorstwo ciepłownicze, wodno-kanalizacyjne i prowadzące gospodarkę odpadami. W latach 2014-2015, spółka zrealizowała projekt modernizacja miejskiego systemu ciepłowniczego o wartości 15 mln zł.

15.2. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej

Energotechnika

Od początku 2000 r. spółka wdraża nowe standardy w kogeneracji i poligeneracji gazowej. Spółka realizowała projekty: pierwszej w Polsce Wioski Energetycznej, pierwszej w Polsce Parowej Kotlewni Kondensacyjnej, oraz budowała centra energetyczne zakładów przemysłowych pozwalające na wytwarzanie wszystkich mediów energetycznych niezbędnych do pracy zakładu w procesach szeregowych pozwalające na redukcję energii pierwotnej o kilkadziesiąt procent.

Współpraca z czołowymi ośrodkami naukowymi w kraju oraz najnowocześniejszym w Europie Centrum Badawczym Silników Gazowych, w połączeniu z bogatym doświadczeniem własnego biura projektowego, umożliwia spółce realizację niezwykle skomplikowanych systemów wytwarzania i zarządzania mediami energetycznym w skali od pojedynczych zakładów przemysłowych po kompletne multisystemy miejskie.

ICEB

Analiza wykonalności projektu dotycząca Multisystemu energetycznego zawierającego technologie bezemisyjnej energii odnawialnej na potrzeby modernizacji kotłowni Zakładu Ciepłego w Kuźni Raciborskiej. Wykorzystanie do produkcji ciepła sieciowego nowoczesnych bezemisyjnych i niskoemisyjnych technologii z zastosowaniem instalacji termicznych kolektorów słonecznych, modułów PV/PVT. a także Pomp ciepła zasilanych z sezonowego magazynem ciepła i chłodu przy współpracy z kogeneracją gazową i szczytową kotłownią gazową.

Stała współpraca z IGCP (Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie) Certyfikacji Ciepła Systemowego w oparciu w własną metodologię.

15.3. *Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej*

Energotechnika

Wykonanie modernizacji ponad 160 obiektów energetycznych, budowa ponad 95 nowych kotłowni i elektrociepłowni oraz wykonanie ponad 25 instalacji ochrony środowiska i 10 kompletnych systemów ciepłych miast. Wdrożenie produkcji kotłów odzyskowych, instalacji kondensacji spalin oraz instalacji SCR pozwalających na zwiększenie sprawności i radykalne zmniejszenie oddziaływania na środowisko.

IECB

Opracowanie strategii osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego w Wałbrzychu, Legionowie i Żywcu zakładających wykorzystanie do produkcji ciepła sieciowego nowoczesnych bezemisyjnych i niskoemisyjnych technologii z zastosowaniem źródeł energii odnawialnej.

Wykorzystanie w opracowaniach gazowych modułów kogeneracyjnych z biernym i czynnym odzyskiem ciepła, sorpcyjnych agregatów chłodniczych, sprężarkowych pomp ciepła typu woda/woda, oraz powietrze/woda a także instalacji modułów PV, termicznych instalacji solarnych z sezonowymi magazynami ciepła.

Ekspert w Projekcie nr POIR.01.01.01-00-1547/19 „Wysokoefektywny system ogrzewania i chłodzenia budynków wielorodzinnych z wykorzystaniem ciepła odpadowego oraz energii odnawialnej”. Projekt finansowany ze środków NCBR.

PUIK

Właściciel ciepłowni miejskiej, sieci ciepłowniczej wysokoparametrowej. Zajmuje się produkcją i dystrybucją ciepła wytwarzanego w swoim źródle dla większości odbiorców na terenie miasta. W latach 2014-2015 realizacja projektu Modernizacja systemu ciepłowniczego w Sokołowie Podlaskim w tym uruchomienie układu kogeneracyjnego o łącznej mocy elektrycznej 1.004 MW i cieplnej 1,2 MW. W roku 2020-21 realizacja drugiego etapu modernizacji systemu ciepłowniczego i w efekcie wyjście z systemu uprawnień do emisji.

15.4. Informacje o Zespole Projektowym

Zespół Projektowy		
1.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Maciej Wąż
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Zarządzający w imieniu Lidera Konsorcjum integracją działań partnerów biorących udział w budowie Demonstratora. Zarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie: Stacja uzdatniania/uszlachetniania biogazu z kompresorem oraz budowa bio-gazociągu i linii SN 15 kV o długości 9,3 km.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	W latach 80. ubiegłego wieku udział w projektach montażu i rozruchu automatyki przemysłowej. W latach 90. I pierwszej dekady XXI wieku zarządzanie projektami budowy sieci teleinformatycznych kablowych i radiowych oraz działalnością operatorów sieci teleinformatycznych. 2014-2015 zarządzanie projektem modernizacji systemu ciepłowniczego w Sokołowie Podlaskim w tym rozbudowa preizolowanej sieci ciepłowniczej i budowa elektrociepłowni. Lata 2018-20 udział w pracach powołanego przez Ministra Energii zespołu ds. opracowania strategii w zakresie modelu funkcjonowania rynku ciepłowniczego w Polsce w perspektywie 2040 roku.
2.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Robert Edward Szlęzak
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Zarządzający w imieniu Lidera Konsorcjum integracją działań partnerów biorących udział w budowie Demonstratora. Udział w pracach mających na celu integrację demonstratora ze strategią lokalnego klastra energii. Udział w pracach analitycznych, zarządzanie procesem architektury informacyjnej i technicznej. Zarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, budowy i uruchomienia w zakresie: Inteligentnego Systemu Zarządzania. Udział w pracach projektowych i realizacyjnych w obszarze systemu pomiarowego i integracji demonstratora. Udział w nadzorze nad procesem badawczo-rozwojowym oraz współzarządzanie zespołem analitycznym.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	1987 – 1991 KWK Bogdanka / PRG Łęczna – elektryk, automatyk, elektronik zatrudniony przy budowie kopalni węgla kamiennego. 1991 – 2004 Telekomunikacja Polska S.A. – informatyk, analityk, architekt, menadżer w kolejnych latach zatrudniony na stanowiskach od specjalisty ds. informatyki do dyrektora departamentu odpowiedzialnego za badania i rozwój systemów ICT w obszarze infrastruktury informatycznej w przedsiębiorstwie. 1998 – 2014 Założyciel, Wiceprezes odpowiedzialny za finanse a następnie Członek Rady Nadzorczej Spółdzielni Mieszkaniowej „Jutrzenka”. od 2004 przedsiębiorca zarządzający firmą doradczą w obszarze ICT, prowadzenia projektów i OZE. 2008 – 2017 Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, członek zarządu, wiceprezes zarządu, prezes zarządu. 2008 – 2019 Prezes Wschodniego Klastra ICT KKK,

		<p>2015 – 2017 Ekspert Fundacji Inicjatyw Menadżerskich ds. budowy klastrów energii w Ukrainie.</p> <p>2016 – 2019 Ekspert w programie budowy Klastrów Energii w Polsce, udział w pracach powołanego przez Ministra Energii zespołu ds. opracowania strategii w zakresie modelu funkcjonowania rynku ciepłowniczego w Polsce w perspektywie 2040 roku.</p> <p>2017 – 2019 Ekspert Banku Światowego pracujący na rzecz strategii SmartGrid dla rządu ukraińskiego.</p> <p>od 2020 Ekspert MKICT a następnie ECN S.A. ds. transformacji energetycznej przemysłu i polskiego sektora ciepłowniczego.</p>
3.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Michał Umiński
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	<p>Zarządzający w imieniu Lidera Konsorcjum integracją działań partnerów biorących udział w budowie Demonstratora.</p> <p>Zarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie Zintegrowany system wytwarzania ciepła OZE, którego elementy będą stanowić: zmodernizowany blok bio=kogeneracji 2 x 0,5 kWe (bCHP), zmodernizowany kocioł bio-gazowy o mocy 3 kW, który będzie pracował zasilany paliwem w postaci biogazy jak opisano powyżej dla bloku kogeneracji, system pomp ciepła 6 szt. o mocy cieplnej 200 kW typu powietrze-woda, kocioł elektrodowy o mocy 1 MW.</p>
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	<p>Praca w spółce Energotechnika w charakterze zarządzającego projektami.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Prowadzenie ponad 40 projektów z dziedziny Energetyki Ciepłej, ▪ Wprowadzenie technologii kondensacji spalin z silników gazowych w układach CHP, ▪ Wprowadzenie technologii szeregowych procesów energetycznych w zakładach przemysłu spożywczego, ▪ Wprowadzenie technologii rekuperacji ciepła do układów suszarni osadów ściekowych, ▪ Projekt pierwszej w Polsce Wioski Energetycznej, ▪ Projekt jedynego działającego w Polsce układu CHP z silnikiem parowym, ▪ Współautor idei hybrydowego systemu cieplnego <p>W latach 2018-20 udział w pracach powołanego przez Ministra Energii zespołu ds. opracowania strategii w zakresie modelu funkcjonowania rynku ciepłowniczego w Polsce w perspektywie 2040 roku.</p>
4.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Piotr Umiński
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	<p>Udział w zarządzaniu w imieniu Lidera Konsorcjum integracją działań partnerów biorących udział w budowie Demonstratora.</p> <p>Analiza, opracowanie koncepcji, dobór najkorzystniejszego rozwiązania oraz modernizacja i uruchomienie układu kogeneracyjnego do pracy na biometanie.</p>
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	<p>Dyrektor Operacyjny w Energotechnika sp z o.o.</p> <p>Wieloletnie doświadczenie w zakresie doboru, uruchomień oraz eksploatacja gazowych agregatów kogeneracyjnych pracujących w technologii kondensacji spalin.</p> <p>Certyfikat autoryzacyjny uruchomień agregatów kogeneracyjnych firmy Dresser Rand oraz Siemens.</p>

		Certyfikat autoryzacyjny palników gazowych firmy Saacke.
5.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Adolf Mirowski
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Nadzorowanie prac związanych z budową Symulatora ponadto przeprowadzenie prac analityczno-obliczeniowych. Na etapie budowy Demonstratora nadzór nad pracami związanymi z integracją komponentów procesowych i technologicznych oraz pełnego systemu demonstracyjnego.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	1996 – 2013: Viessmann Sp. z o. o <ul style="list-style-type: none"> • OKRES IV 2013 – do nadal • Rodzaj działalności Własna działalność gospodarcza • Stanowisko Menadżer ds. Obsługi Projektantów Od roku 2011 Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła – Wiceprezes Zarządu Od roku 2015 Instytut Certyfikacji Emisji Budynków - Prezes Zarządu Od roku 2018 Klaster Czyste Powietrze – Członek Zarządu KOMPETENCJE ZAWODOWE Kreatywność, profesjonalizm, decyzyjność, operatywność pomysłowość, łatwość nawiązywania kontaktów, umiejętność pracy z ludźmi, dyspozycyjność UMIĘTNOŚCI TECHNICZNE obsługa specjalistycznych urządzeń i oprogramowania z branży techniki grzewczej.
6.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Jakub Ufnal
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Zarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie: budowa biogazowni we współpracy z Liderem i pozostałymi członkami konsorcjum.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	Od początku działalności biogazowni odpowiedzialny za przygotowanie raportów i audytów do Urzędu Regulacji Energetyki i Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa oraz uzyskiwaniem i sprzedażą Świadectw i Gwarancji Pochodzenia Energii. W 2015 uzyskanie statusu wysokosprawnej kogeneracji. W 2019 przeprowadzenie procesu przejścia biogazowni z systemu certyfikatów do systemu aukcyjnego, w wyniku czego biogazownia wygrała aukcję. W 2020 roku budowa i uruchomienia bloku kogeneracji o mocy 0,5 MWe - wejście w system taryfy gwarantowanej FIT.
7.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Maciej Ufnal
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Współzarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie: budowa biogazowni we współpracy z Liderem i pozostałymi członkami konsorcjum.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	Prowadzenia biogazowni rolniczej (procesu fermentacji wraz z wysokosprawną kogeneracją), bieżący nadzór nad procesem fermentacji jak i funkcjonowania jednostki kogeneracyjnej. Nadzór nad procesem dostaw substratu, funkcjonowaniem systemu

		<p>mieszania, dozowania substratów, grzania czy przepompowywania. Nadzór nad pracą bloku kogeneracji kogeneracyjną.</p> <p>Stale uczestniczę w kongresach, targach i szkoleniach o tematyce OZE a w szczególności biogazu.</p>
8.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Zbigniew Jan Bocian
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Zarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie: system opomiarowania i wydzielenie subsystemu oraz regulacja sieci ciepłowniczej we współpracy z Liderem i pozostałymi członkami konsorcjum.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	<p>Nadzór inwestorski i przeprowadzenie całego procesu budowy Zbiornika retencyjnego „Niewiadoma” o wartości projektu ok. 14 mln. zł.</p> <p>Organizacja biur (7 biur terenowych oraz biuro Zarządu) i pełnienie funkcji dyrektora Zarządu Zlewni w Sokołowie Podlaskim Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie (obszar 109 gmin).</p> <p>Udział z Ramienia PGW Wody Polskie w pracach międzynarodowego Zespołu ochrony wód granicznych (ochrona Bugu granicznego Polska – Ukraina).</p> <p>Przeprowadzenie drugiego etapu modernizacji ciepłowni w Sokołowie Podlaskim i pozyskanie środków na realizację inwestycji.</p> <p>Przeprowadzenie modernizacji oczyszczalni ścieków w Sokołowie Podlaskim polegającej na instalacji agregatu prądotwórczego na biogaz oraz zbiornika biogazu.</p>
9.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Piotr Skorupka
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Prowadzenia działań w zakresie uzgodnień przy projektowaniu, budowie i eksploatacji Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie: system opomiarowania i wydzielenie subsystemu oraz regulacja sieci ciepłowniczej we współpracy z Liderem i pozostałymi członkami konsorcjum.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	Nadzór nad pracami koncepcyjnymi, projektowymi oraz budowlanymi przy modernizacji systemu ciepłowniczego i energetycznego w komunalnej spółce PUIK. Kierownik Zakładu Energetyki Ciepłej oraz Główny Energetyk w przedsiębiorstwie PUIK.

16. *Lista skrótów i definicji*

bCHP – urządzenie kogeneracyjne zasilane biogazem / biometanem

BICES – lokalny klaster energii „Bezpieczna i Czysta Energia dla Sokołowa”

BM – biometan

CBM – biometan sprężony (ang. Compressed Biomethane) inaczej bio-CNG

CHP – urządzenie kogeneracyjne (ang. Combined Heat and Power)

CO – centralne ogrzewanie

CO₂ – dwutlenek węgla

CWU – ciepła woda użytkowa

DDD – Dekarbonizacja, Digitalizacja, Decentralizacja – koncepcja transformacji energetycznej

DT – Demonstrator Technologii

ECN – ECN S.A.

EED – Dyrektywa o Efektywności Energetycznej (ang. Energy Efficiency Directive)

EP – Elektrociepłownia Przyszłości

EPBD – Dyrektywa o Efektywności Energetycznej Budynków (ang. Energy Performance of Buildings Directive)

ETS - Europejski System Handlu Emisjami (ang. Emissions Trading System)

FIP – system dopłat do ceny rynkowej FIP (ang. feed-in premium)

FIT – system taryfy gwarantowanej (ang. feed-in-tariff)

Fit for 55 – Program wchodzący w skład Polityki Nowego Zielonego Ładu zakładający redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku

ICEB – Instytut Certyfikacji Emisji Budynków sp. z o.o.

IGCP – Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie

KIP – Karta Informacyjna Przedsięwzięcia

KSE – Krajowy System Energetyczny

LBM – biometan skroplony (ang. Liquid Biomethane) inaczej bio-LNG

LCOH – uśredniony koszt wytwarzania ciepła dla całego okresu eksploatacji jednostki / systemu wytwórczego (ang. Levelised Cost of Heat)

NCBR – Narodowe Centrum Badań i Rozwoju

OSDp – Operator Systemu Dystrybucyjnego

OZE – Odnawialne Źródła Energii

PCAW – pompa ciepła powietrze-woda

PCWW – pompa ciepła woda-woda

PEP2024 – Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku

PGED – Polska Grupa Energetyczna „Dystrybucja” S.A.

PTV – technologia termiczno- fotowoltaiczna

PUIK – Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych sp. z o.o.

PV – technologia fotowoltaiczna / fotowoltaika

RDB – rynek dnia bieżącego – notowanie prowadzone przez TGE

RDN – rynek dnia następnego – notowanie prowadzone przez TGE

RED III – Dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

SAM – rynek możliwy do obsługi (ang. Serviceable Addressable Market albo Served Available Market)

SN – średnie napięcie

Smart Grid – inteligentne sieci energetyczne

SOM – planowany rynek (ang. Serviceable Obtainable Market)

TAM – całkowity dostępny rynek (ang. Total Available / Addressable Market)

TGE – Towarowa Giełda Energii

TRNSYS18 – oprogramowanie pozwalające na komputerową symulację procesów energetycznych