

*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.

Elektrociepłownia Biogazowa Euros Energy EHC Plant

Euros Energy Sp. z o.o.



*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

Streszczenie .....	4
1. Wstęp .....	5
1.1. Opis problemu badawczego .....	5
1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni .....	12
2. Lokalizacja Demonstratora Technologii .....	16
3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni .....	20
3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS 20	
3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych .....	21
3.3. Kogeneracja .....	23
4. Analiza kosztów ciepła .....	24
4.1. Analiza LCOH .....	24
4.2. Analiza efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii .....	24
5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni .....	25
5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora .....	25
5.2. Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni .....	27
6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii .....	33
7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni .....	39
7.1. Skalowalność .....	39

7.2.	Replikowalność.....	40
7.3.	Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła ..	42
8.	Obliczenia .....	44
9.	Bezpieczeństwo .....	54
10.	Rozwiązanie Euros Energy EHC Plant w alternatywnej lokalizacji jako demonstracja skalowalności i replikowalności Technologii .....	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
10.1.	Lokalizacja alternatywna .....	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
10.2.	Wyniki symulacji .....	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
11.	Informacje dodatkowe .....	55
12.	Dane Wykonawcy .....	57
12.1.	Dane adresowe oraz rejestrowe .....	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
12.2.	Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej.....	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
12.3.	Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej.....	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
12.4.	Informacje o Zespole Projektowym.....	61
13.	Lista skrótów i definicji .....	65
	Bibliografia.....	66
	Załączniki .....	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>

## Streszczenie

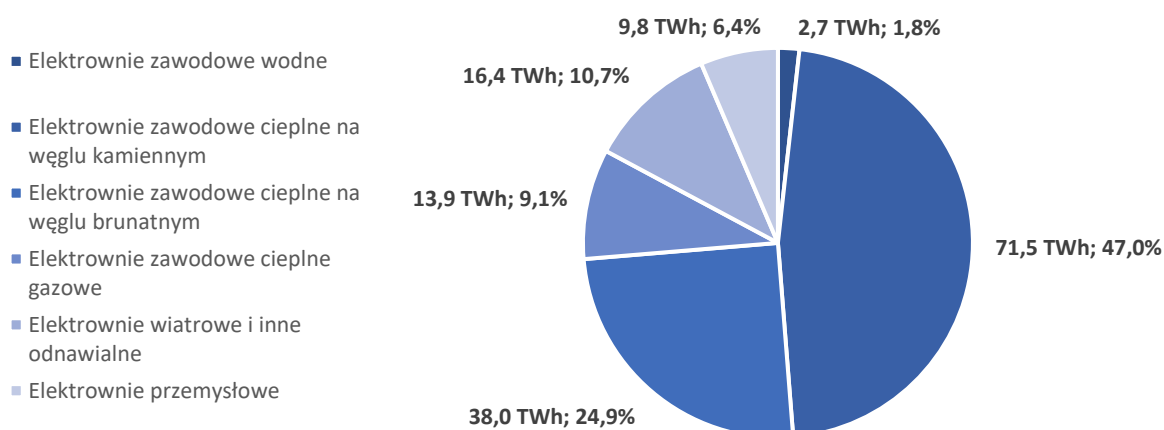
Elektrociepłownia Biogazowa Euros Energy EHC Plant zapewnia udział odnawialnych źródeł energii w produkcji ciepła sieciowego na stałym poziomie 100%. Opracowana technologia jest dostosowana do potrzeb modernizacji ciepłownictwa powiatowego w całej Polsce, jednocześnie odpowiadając na potrzeby zamknięcia lokalnego obiegu odpadów i materiałów.

Koncepcja Elektrociepłowni Euros Energy EHC Plant opiera się na współpracy pomp ciepła i kogeneratora w lokalnym Kompleksowym Węźle Grupowym zasilanym w 100% biogazem oraz sezonowym gruntowym magazynem ciepła. Biogaz doprowadzony jest bezpośrednim przyłączem gazowym z uniwersalnej biogazowni zlokalizowanej na przemysłowych obrzeżach miasta. Zastosowanie kombinacji jednostki kogeneracyjnej oraz pomp ciepła zwiększa gęstość mocy grzewczej względem rozwiązań opierających się tylko na pogodozależnych odnawialnych źródłach energii takich jak instalacje fotowoltaiczne i kolektory słoneczne.

## 1. Wstęp

### 1.1. Opis problemu badawczego

Moc zainstalowana w polskim systemie elektroenergetycznym na koniec roku 2020 osiągnęła wartość 49,2 GW, w tym niecałe 49,1 GW stanowiła moc osiągalna [1]. Polska elektroenergetyka wciąż w dużym stopniu uzależniona jest od węgla – elektrownie zawodowe na węgiel kamienny i brunatny mają w sumie moc zainstalowaną przekraczającą 32 GW. Produkcja energii elektrycznej w roku 2020 wyniosła ponad 152 TWh, z czego prawie 72% pochodziło z elektrowni węglowych.



Rysunek 1. Struktura produkcji energii elektrycznej w KSE w 2020 roku  
Źródło: Opracowane na podstawie [1]

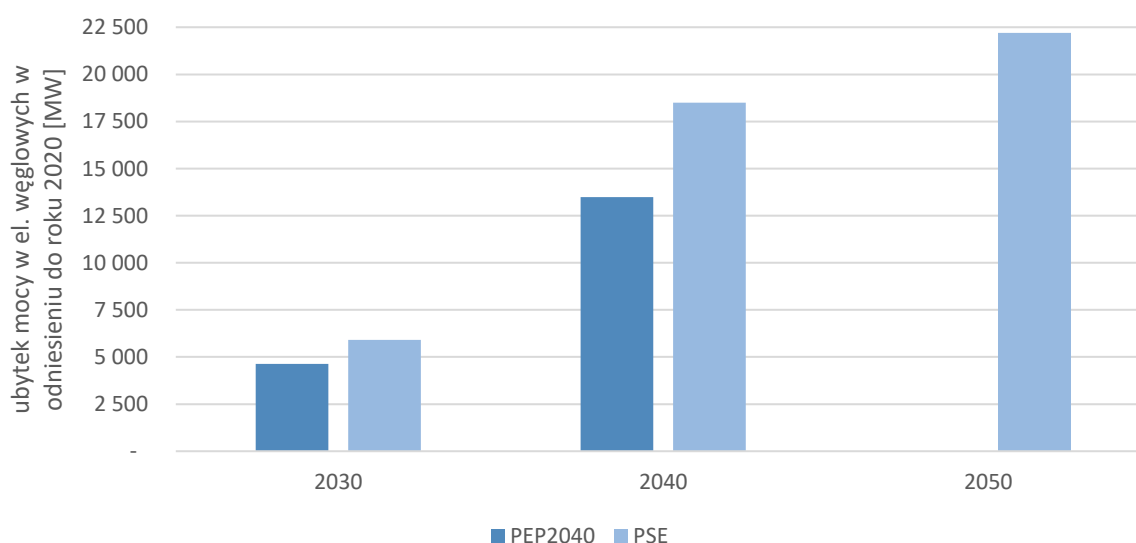
Równocześnie postępują procesy zastępowania węgla w energetyce odnawialnymi źródłami energii. Według informacji podawanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne PSE 1 sierpnia 2021 roku moc zainstalowana w energetyce wiatrowej osiągnęła poziom 7 065 MW. Z kolei moc zainstalowana w panelach fotowoltaicznych dnia 30 września 2021 roku wyniosła 6 126 MW. Jednak, aby uzyskać zeroemisyjną sieć elektroenergetyczną tempo budowy nowych, neutralnych klimatycznie mocy powinno być szybsze. Ponadto energetyka wiatrowa i słoneczna są całkowicie uzależnione od warunków pogodowych, co sprawia, że są one w praktyce źródłami niesterowalnymi.

Z tego powodu coraz większym wyzwaniem staje się bilansowanie i zapewnienie bezpieczeństwa polskiego systemu elektroenergetycznego. Jednostki węglowe pracując w bezpiecznym zakresie bez nadwyrężania infrastruktury nie zapewniają odpowiedniej elastyczności pracy niezbędnej w związku z coraz szybszym rozwojem farm wiatrowych i fotowoltaicznych – ze stanu gorącego blok węglowy uzyska pełne obciążenie w ciągu około 4 godzin, zaś w przypadku rozruchu ze stanu zimnego potrzebuje minimum 8 godzin do osiągnięcia pełnej mocy. Starzejące się elektrownie węglowe są też

bardziej podatne na awarie, w wyniku których KSE jest narażone na nieoczekiwaną utratę nawet kilkuset megawatów mocy. W ostatnich latach kilkakrotnie nastąpiło awaryjne odstawienie większych jednostek, które wymuszało zwiększenie importu energii elektrycznej w celu utrzymania stabilności KSE - w maju 2020 roku w wyniku zwarcia na stacji rozdzielczej nastąpiło awaryjne wyłączenie 10 bloków energetycznych w Elektrowni Bełchatów o łącznej mocy 3900 MW, a tydzień później w Bełchatowie zapalił się taśmociąg do podawania węgla, co z kolei wymusiło odstawienie z systemu bloku o mocy 858 MW. Awaria tak dużej skali połączona z niską produkcją energii z elektrowni odnawialnych oraz dużym zapotrzebowaniem na energię u odbiorców zwiększa ryzyko zjawiska tzw. blackoutu. Konieczna zatem będzie dywersyfikacja źródeł wytwórczych z jednoczesnym postawieniem na rozwój licznych, mniejszych i elastycznych jednostek. Doskonałą okazją do takiej systemowej zmiany może być modernizacja sektora ciepłownictwa powiatowego czy gminnego.

Budowa nowych mocy w systemie elektroenergetycznym jest niezbędna także z uwagi na wyłączenie kolejnych jednostek węglowych. Według założeń Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku (tzw. PEP2040) [2] do 2030 roku nastąpi wyłączenie elektrowni węglowych o sumarycznej mocy 4,6 GW, zaś według Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 [3] wykonanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne w 2030 roku ubędzie nawet 5,9 GW mocy węglowej. Według szacunków PSE do 2040 roku z krajowego systemu elektroenergetycznego ma zniknąć nawet 18,5 GW mocy [3].

Zastąpienie jednostek węglowych niesterowanymi źródłami OZE wymagałoby możliwości magazynowania energii elektrycznej, ciepła i innych nośników energii na ogromną skalę.



Rysunek 2. Sumaryczna moc odstawianych jednostek węglowych według PEP2040 i PSE  
Źródło: Opracowane na podstawie [2] i [3]

Odpowiednią elastyczność systemu elektroenergetycznego, niezbędną do wprowadzenia w szerokim zakresie mocy pogodozależnych, potrafiłyby zapewnić elastyczne elektrociepłownie. Elektrociepłownie takie zmieniając odpowiednio podaż energii elektrycznej i ciepła mogłyby reagować na zmiany zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym. Co więcej, wytwarzanie energii w kogeneracji pozwala na bardziej wydajne zagospodarowanie energii dostarczonej w paliwie.

Jednakże na ten moment elastyczna kogeneracja oparta o jednostki gazowe rozwija się powoli. Co prawda w 2019 roku udział ciepła z kogeneracji wyniósł 65% produkcji ciepła koncesjonowanego ogółem (około 260 PJ) [4], jednak większość źródeł była zasilana węglem. Koncesjonowane elektrociepłownie wytwarzają sumarycznie około 25,4 TWh energii elektrycznej rocznie (oszacowanie na podstawie [4], [5]), co oznacza, że tylko 16,7% energii elektrycznej w Polsce wytwarzane jest w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła – a więc w sposób efektywny.

Poza rozwojem mocy zainstalowanej wyzwaniem dla kogeneracji pozostaje także zwiększanie udziału OZE w miksie paliwowym. W koncesjonowanych elektrociepłowniach głównym nośnikiem energii nadal jest węgiel kamienny, który przekłada się na 65,2% produkowanej energii. Biomasa, obecnie uważana za odnawialne źródło energii, w perspektywie długodystansowej również nie stanowi samowystarczalnego rozwiązania. Po pierwsze jej potencjał jest zbyt mały, aby pokryła całe zapotrzebowanie w sektorze kogeneracji. Po drugie jej spalanie może emitować w rzeczywistości więcej dwutlenku węgla i zanieczyszczeń niż spalanie węgla [6], [7], [8], [9]. Oznacza to, że należy rozważyć także inne nośniki energii, które można byłoby wykorzystać na potrzeby kogeneracji.

Jednym z możliwych rozwiązań jest zastosowanie biogazu. Autorzy Raportu „Biogaz w Polsce” [10] szacują wielkość potencjału biogazowego na 5-6 GW mocy, zaś w przypadku wprowadzenia biogazowni szczytowych – dostępna szczytowo moc elektryczna może wynosić ponad 10,5 GW.

Do produkcji biogazu wykorzystywane mogą być cały szereg materiałów, tzw. substratów, między innymi: obornik, odpady rolne czy składowiska odpadów komunalne. Gospodarka biogazowa zapewnia zagospodarowywanie odpadów, inne niż ich składowanie, które przyczynia się do redukcji emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, i jednocześnie prowadzi do odzysku energii. Dzięki temu produkcja biogazu idealnie wpisuje się w unijną koncepcję gospodarki obiegu zamkniętego - pozwalając na ostateczny recykling odpadów oraz odzysk energii ze ścieków.

Jednym z większych potencjałów do produkcji biogazu charakteryzuje się obornik, czyli mieszanina odchodów zwierzęcych i ściółki (najczęściej słomy). Obornik jest produktem ubocznym działalności

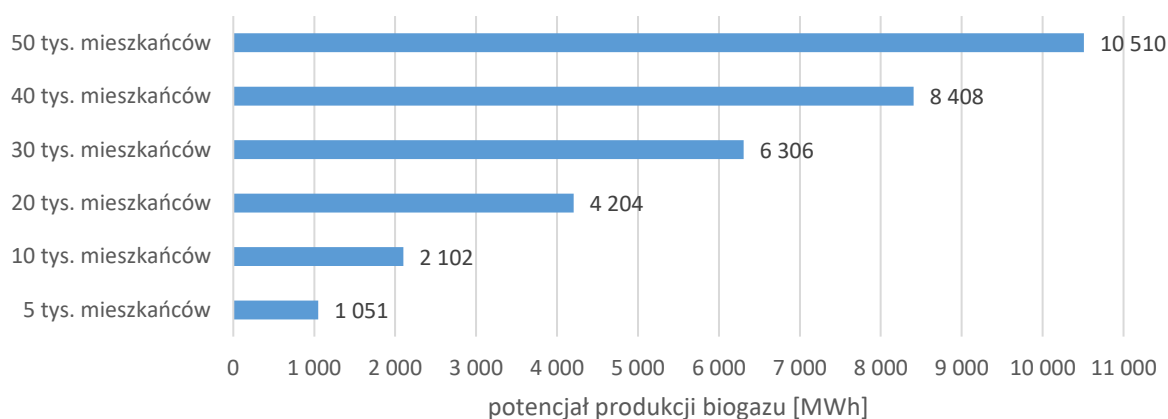
rolnictwa – przy samej hodowli bydła i trzody chlewnej w Polsce powstaje go 78 mln ton rocznie. Produkcja obornika drobiowego jest nieoszacowana, ale warto zauważyć, że Polska jest największym producentem drobiu w Europie. Krajowa hodowla pozostałych zwierząt przekłada się na powstawanie ponad 20 mln ton obornika rocznie [10]. W biogazowni 1 tona obornika drobiowego przekłada się na produkcję nawet 65 metrów sześciennych metanu. Warto zauważyć, że przy nieodpowiednim składowaniu obornika (w postaci luźnych pryzm) również produkowany jest metan – jego emisja jest wtedy wielokrotnie niższa, jednakże będzie wiązała się ze znaczącymi kosztami dla rolników w przypadku wprowadzenia podatku metanowego, gdyż tak uwolniony metan przyczynia się do zwiększenia budżetu gazów cieplarnianych w atmosferze. Niekontrolowaną emisję metanu można zniwelować, jeśli obornik po usunięciu z budynku inwentarskiego będzie przekazywany do biogazowni i wykorzystywany jako substrat fermentacji. Ponadto uzyskany z obornika poferment jest przyjaznym środowisku materiałem nawozowym.

Kolejnym substratem do produkcji biogazu są odpady. Według Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 30 kwietnia 2013 r. w sprawie składowisk odpadów [11] składowisko, na którym przewiduje się składowanie odpadów ulegających biodegradacji, należy wyposażyć w instalację odprowadzania gazu składowiskowego, a sam gaz składowiskowy musi być odpowiednio oczyszczony i wykorzystany do celów energetycznych (a jeżeli jest to niemożliwe – spalony w pochodni). Według danych GUS w 2018 roku funkcjonowało 286 krajowych składowisk odpadów komunalnych, z czego 258 składowisko posiadało instalacje odgazowywania. W 23 przypadkach była to instalacja z odzyskiem ciepła, a w 68 przypadkach instalacja z odzyskiem energii elektrycznej. W 2018 roku w instalacjach odgazowywania wyprodukowane zostało około 84,8 TJ ciepła oraz 105,4 GWh energii elektrycznej.

Biogaz może być także wytwarzany z frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych. Odpady ulegające biodegradacji podlegają obowiązkowej, selektywnej zbiórce na mocy Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 29 grudnia 2016 r. w sprawie szczegółowego sposobu selektywnego zbierania wybranych frakcji odpadów [12]. W przypadku odpadów ogrodowych i kuchennych gminy mogą określić, czy preferują zbieranie ich razem czy osobno. Odpady kuchenne charakteryzują się wyższym potencjałem energetycznym, jednak powstaje ich zdecydowanie mniej, a towarzyszący im dokuczliwy zapach sprawia, że musi zostać zastosowany specjalny system zbierania (co generuje dodatkowe koszty). Dlatego też większość gmin decyduje się na łączne zbieranie odpadów ogrodowych i kuchennych. Z uwagi na to, że odpady komunalne wytwarzane są w mieście, optymalnym byłoby wykorzystywać je do produkcji biogazu zasilającego lokalną elektrociepłownią miejską.



Według danych podanych przez Krajowy Plan Gospodarki Odpadami 2022 [13] na jednego mieszkańca Polski przypada około 258 kilogramów odebranych odpadów komunalnych, z czego w miastach liczących poniżej 50 tysięcy mieszkańców odpady kuchenne i ogrodowe stanowią średnio 36,7%. Dane literaturowe wskazują, że odpady kuchenne charakteryzują się wydajnością biogazową wynoszącą około 700 m<sup>3</sup>/t suchej masy organicznej oraz zawartością metanu w biogazie na poziomie 60%. Z kolei uzysk biogazu z odpadów zielonych zawiera się w zakresie 200-500 m<sup>3</sup>/t i cechuje się zawartością metanu wielkości 55-65% [14]. Oznacza to, że w mieście o 10 tysiącach mieszkańców potencjał biogazowy z odpadów komunalnych będzie wynosił około 378 tysięcy metrów sześciennych. Przy założeniu wartości opałowej rzędu 15-20 MJ/m<sup>3</sup> biogaz ten będzie zapewniał potencjał energetyczny wielkości ponad 1,5-2 GWh rocznie.

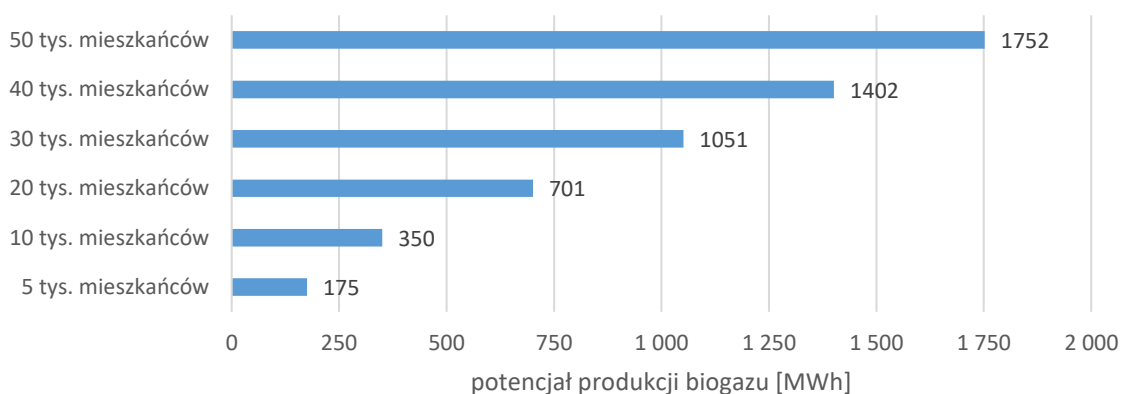


Rysunek 3. Potencjał produkcji biogazu z odpadów kuchennych i ogrodowych w zależności dla małych miast  
Źródło: Opracowane na podstawie [13] i [14]

Substratem do produkcji biogazu, który również powstaje na terenie miejskim jest osad ściekowy, czyli pozostałość biologiczna procesu biologicznego oczyszczania ścieków. Jest to odpad wymagający dalszego przetworzenia z uwagi na obecność organizmów patogennych i dokuczliwy zapach.

Biogaz z fermentacji osadów ściekowych charakteryzuje się względnie dużą i stabilną zawartością metanu (57- 67%) w porównaniu do gazu składowiskowego (44-64%) oraz biogazu rolniczego (53- 72%), co przekłada się na jego stosunkowo wysoką wartość opałową [10]. Produkcja ciepła z oczyszczalni ścieków jest na poziomie 106 TJ rocznie (podczas gdy cała produkcja krajowa ciepła z biogazu oscyluje w okolicach 922 TJ) [10].

Według danych Raportu „Biogaz w Polsce” [10] dla oczyszczonych ścieków komunalnych można przyjąć średni uzysk na poziomie 0,8 MWh z 1000 metrów sześciennych. Przy założeniu średniej dziennej produkcji ścieków na osobę wielkości 120 litrów dziennie [15] potencjał produkcji biogazu w 10- tysięcznym mieście wyniesie 350 MWh rocznie.



Rysunek 4. Potencjał produkcji biogazu ze ścieków komunalnych w małych miastach

Źródło: Opracowane na podstawie: [10] i [15]

Analizując szacunki potencjału biogazu w małych miastach można zauważyć, że samo spalanie biogazu wyprodukowanego z lokalnych odpadów i ścieków komunalnych nie będzie w stanie pokryć całego zapotrzebowania na energię w elektrociepłowni miejskiej. Konieczne będzie zatem wykorzystanie również innych substratów do wytworzenia biogazu (np. odpadów przemysłowych) i/lub innych odnawialnych źródeł energii (np. pomp ciepła i instalacji fotowoltaicznych) na terenie miasta. Jednakże budowa biogazowni (np. w pobliżu oczyszczalni ścieków w mieście) pozwoliłaby na jednoczesny recykling odpadów komunalnych, odzysk energii ze ścieków komunalnych i częściowe pokrycie zapotrzebowania na ciepło w mieście. Układ kogeneracyjny na biogaz będzie charakteryzował się wyższą gęstością energii niż układy z samymi tylko pompami ciepła i instalacjami fotowoltaicznymi, zatem opłacalnym będzie włączenie go do lokalnego klastra energii w mieście.

Zastosowanie biogazowni w lokalnym systemie energetycznym miasta pozwoli na zagospodarowanie odpadów żywności z gospodarstw domowych i restauracji, odpadów zielonych z ogrodów i parków, osadów ściekowych, a także odpadów z lokalnych ośrodków przemysłowych. Odpady te posłużą jako substrat do produkcji biogazu oraz jednocześnie nawozu na potrzeby produkcji rolnej. Żywność wyprodukowana z rolnictwa wykorzystującego nawóz będzie miała szansę ponownie zawitać w mieście i zaspokoić część potrzeb żywieniowych mieszkańców. Biogaz z kolei wykorzystany będzie do produkcji energii elektrycznej, a także ciepła koniecznego do ogrzewania budynków oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej. Rozwiązanie opierające się na biogazowni w lokalnym systemie energetycznym będzie zatem przykładem lokalnej gospodarki o (niemal) obiegu zamkniętym.



we  
ki i  
ryć  
na

korzysta Rysunek 5. Schemat gospodarki cyrkularnej

## 1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni

Elektrociepłownia Biogazowa Euros Energy EHC Plant opiera się na pracy biogazowej jednostki kogeneracyjnej współpracującej z pompami ciepła – tworzącymi wspólnie lokalny Kompleksowy Węzeł Grupowy. Dzięki tej współpracy możliwe jest zasilenie sieci ciepłowniczej mocą istotnie większą niż moc grzewcza silnika. Dodatkowo podłączenie Kompleksowego Węzła Grupowego do niskotemperaturowego, gruntowego magazynu ciepła gwarantuje maksymalne efektywne gospodarowanie energią, w tym zagospodarowanie ciepła produkowanego przez kogenerator. Optymalny sposób współpracy silnika kogeneracyjnego, pomp ciepła oraz lokalnego gruntowego magazynu ciepła pozwoli na uzyskanie 100% udziału OZE w bilansie energetycznym EHC Plant – na czas ewentualnego letniego remontu pompy ciepła zostaną zasilone energią elektryczną ze źródeł odnawialnych zakupioną w ramach kontraktu Power Purchase Agreement PPA.

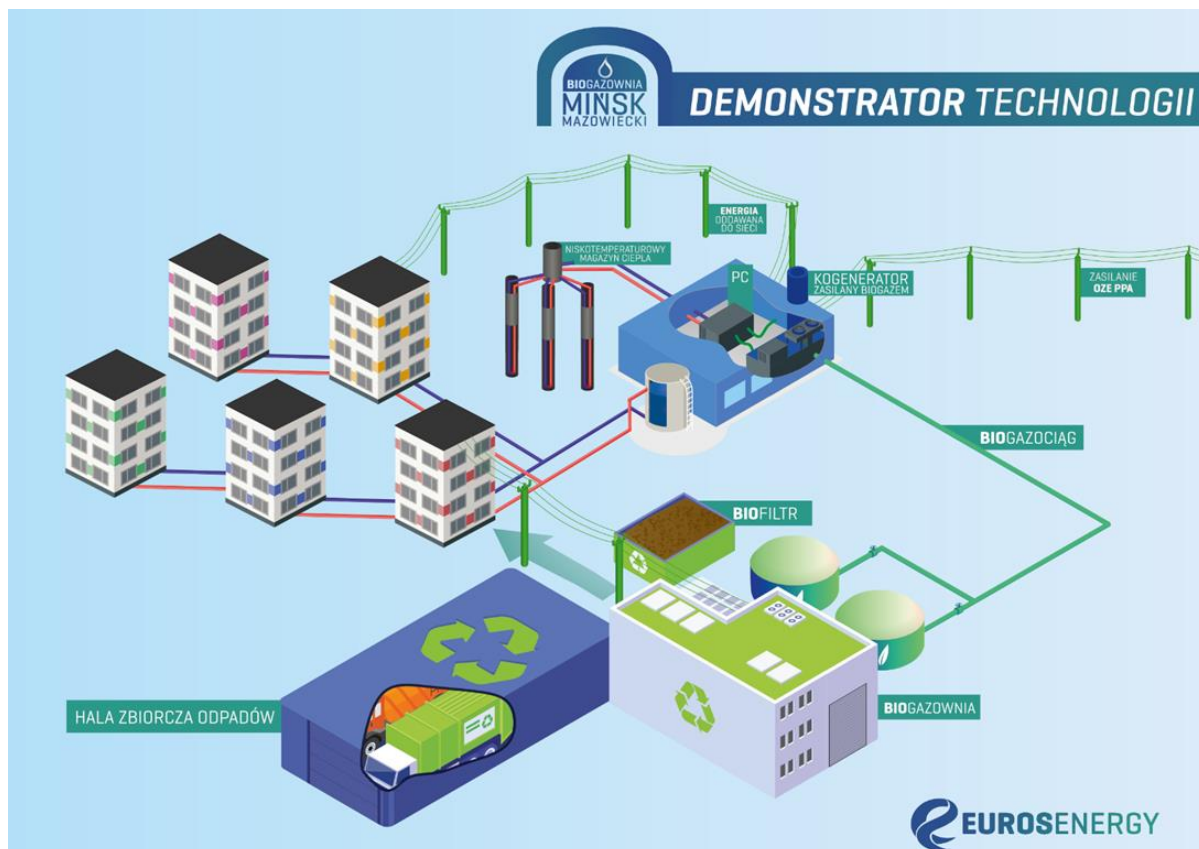
Lokalny Kompleksowy Węzeł Grupowy będzie produkował ciepło dla instalacji centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej osiedla budynków mieszkalnych przy ulicy Dąbrówka, Sędmirskiej Łupińskiego i Warszawskiej w Mińsku Mazowieckim.

Biogaz wytwarzany będzie w biogazowni zlokalizowanej w sąsiedztwie nieczynnego składowiska odpadów na terenach przemysłowych na obrzeżach miasta. Biogazownia będzie miała możliwość dostosowania się do lokalnego rynku odpadów komunalnych, rolnych i przemysłowych w celu wyboru optymalnego ekonomicznie substratu. Ponadto, biogazownia pozwoli na zagospodarowanie pofermentu w formie wartościowego polepsza glebowego oraz produkcję nawozu granulowanego. Biogazownia w elektrociepłowni Euros Energy EHC Plant będzie miała moc 999 kWe, a na jej terenie znajdzie się silnik kogeneracyjny o mocy 499 kWe pracujący na potrzeby własne biogazowni. Aby zapewnić stabilną podaż biogazu do jednostek kogeneracyjnych, bezpośrednio nad zbiornikami pofermentu zostaną wykonane membranowe zbiorniki gazu pozwalające na zmagazynowanie kilkugodzinnej produkcji biogazu.

Na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej dla odbiorców końcowych zostanie wykorzystany drugi silnik kogeneracyjny o znamionowej mocy elektrycznej 499 kW. Jednostka kogeneracyjna zostanie zainstalowana w pobliżu osiedla w nowym lub zmodernizowanym, w miejsce dawnego węzła grupowego, lokalnym Kompleksowym Węźle Grupowym. Biogaz z biogazowni zostanie doprowadzony

*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.*

do kogeneratora gazociągiem – bezpośrednim przyłączem gazowym. Jest to rozwiązanie relatywnie tanie i proste w aplikacji z uwagi na to, że skala prac ziemnych w przypadku gazociągu jest mniejsza niż w przypadku sieci ciepłowniczej.

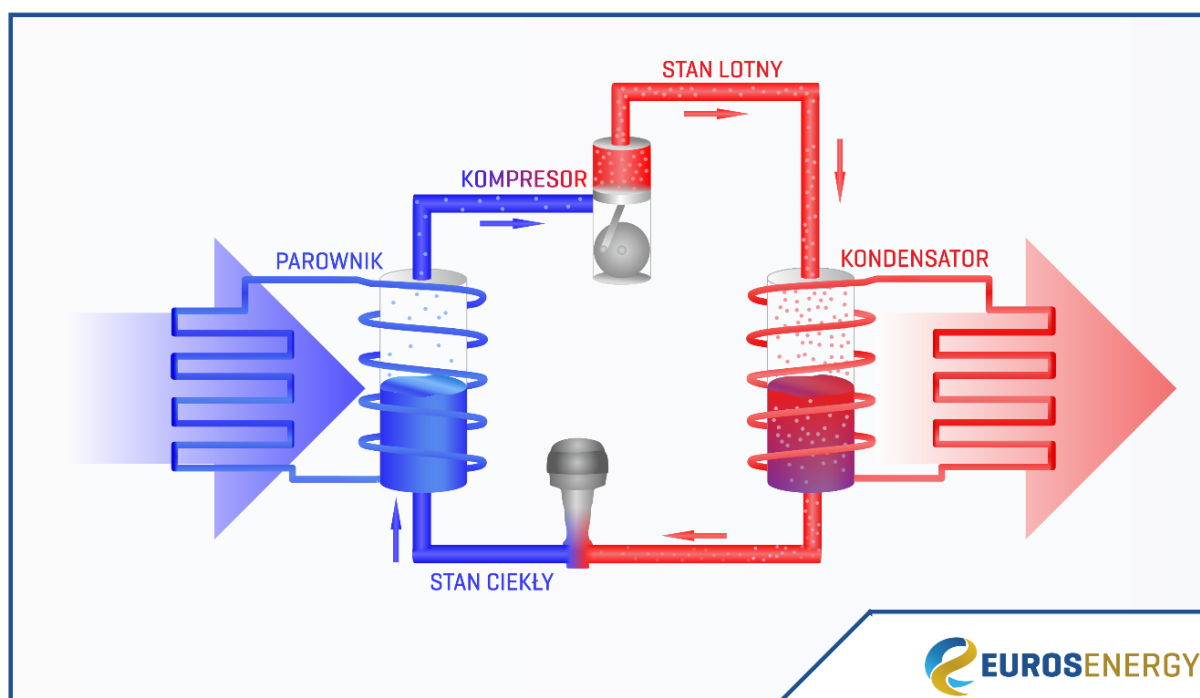


Rysunek 6. Schemat Demonstratora Technologii Elektrociepłowni Biogazowej Euro Energy EHC Plant.

Poza uniwersalną biogazownią i jednostką kogeneracyjną niezwykle istotnym komponentem Demonstratora są pompy ciepła. Ich działanie opiera się na przenoszeniu ciepła z medium o niższej temperaturze (określanym jako dolne źródła ciepła) do medium o wyższej temperaturze (nazywanym górnym źródłem ciepła). Ciepło transportowane jest przez czynnik roboczy, który odbiera ciepło w elemencie pompy ciepła nazywanej parownikiem. Następnie pary czynnika sprężane są przez sprężarkę i trafiają do skraplacza, gdzie skraplając się oddają ciepło do górnego źródła ciepła. Po skropleniu czynnik jest dławiony i powraca do parownika, gdzie ulega odparowaniu, zamykając w ten sposób obieg termodynamiczny. Jako dolne źródło ciepła w Demonstratorze występuje niskotemperaturowy

magazyn gruntowy, zaś jako górne źródło ciepła występować będzie sieć ciepłownicza, z której ciepło będzie dostarczane do odbiorców końcowych. Ciepło do niskotemperaturowego magazynu gruntowego dostarczane jest przy wykorzystaniu ciepła z jednostki kogeneracyjnej.

## SCHEMAT PRACY POMPY CIEPŁA



Rysunek 7. Schemat pracy pompy ciepła

Niezbędnym uzupełnieniem dla lokalnego Kompleksowego Węzła Grupowego jest pobliski niskotemperaturowy magazyn gruntowy składa się z 150 pionowych wymienników ciepła o głębokości 150 metrów. W sezonie letnim do magazynu będą wprowadzane nadwyżki ciepła wyprodukowanego przez jednostkę kogeneracyjną. Z kolei w okresach szczytowego zapotrzebowania, które nie będzie mogło zostać w całości pokryte przez biogazowy silnik kogeneracyjny, magazyn gruntowy będzie działał jako dolne źródło ciepła dla pomp ciepła. Zakłada się, że w ciągu dwóch pierwszych lat działania Demonstratora następować będzie długoterminowe ładowanie sezonowego gruntowego magazynu energii całym ciepłem wyprodukowanym przez jednostkę kogeneracyjną. Ujmując to inaczej, w początkowym okresie 3 do 5 lat kogenerator musi pokryć nie tylko zapotrzebowanie odbiorców, ale również wysycić naładowanie gruntu w celu zmniejszenia strat ciepła z magazynu w kolejnych latach.

Dzięki odpowiednio zaplanowanej współpracy jednostki kogeneracyjnej, pomp ciepła oraz niskotemperaturowego magazynu gruntowego Demonstrator jest w stanie zaspokoić całe zapotrzebowanie na ciepła u odbiorców końcowych. Ponadto Kompleksowy Węzeł Grupowy ma również potencjał do zasilania odbiorców końcowych w chłód. W przypadku modernizacji i dostosowania sieci ciepłowniczych do standardów trigeneracji nowy Kompleksowy Węzeł Grupowy stanie się lokalnym źródłem energii umożliwiającym bezpośrednie zaspokojenie wszystkich potrzeb energetycznych odbiorców końcowych. W przypadku wykorzystania istniejącej sieci ciepłowniczej zaopatrzenie odbiorców końcowych w ciepło, chłód i energię elektryczną wymaga zastosowania indywidualnych węzłów ciepłno-chłodniczych wyposażonych w małe jednostki rewersyjnych pomp ciepła. W proponowanym Demonstratorze Technologii możliwe są oba rozwiązania – zarówno bezpośredniej dystrybucji mediów z węzła trigeneracyjnego jak i zasilanie indywidualnego węzła ciepłno-chłodniczego dla produkcji chłodu w najbardziej potrzebujących budynkach.

Elektrociepłownia Biogazowa Euros Energy EHC Plant zapewnia 100% udziału energii ze źródeł odnawialnych ze względu na to, że również energia elektryczna niezbędna do zasilania pomp ciepła produkowana jest w jednostce kogeneracyjnej. W przypadku konieczności krótkoterminowego wyłączenia silników kogeneracyjnych (np. w trakcie czynności remontowych i konserwacyjnych) zakupiona zostanie bardzo niewielka ilość energii elektrycznej w ramach kontraktu PPA z certyfikatem pochodzenia OZE w ilości zdecydowanie poniżej dozwolonych w konkursie 15% bilansu energii.

Sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacji będzie prowadzona pod kątem optymalizacji kosztu produkcji ciepła i rentowności zakładu. Energia elektryczna będzie sprzedawana i kupowana w ramach projektowanej Wirtualnej Elektrowni (VPP - Virtual Power Plant) służącej do optymalizacji pracy źródeł rozproszonych. W okresach występowania wysokich cen energii elektrycznej na rynku, produkowana w jednostce kogeneracyjnej energia elektryczna będzie sprzedawana, natomiast w okresach niskiej ceny będzie służyła do zasilania pomp ciepła i ładowaniu sezonowego magazynu ciepła. Decyzja o sprzedaży energii będzie przeprowadzana na podstawie aktualizowanych na bieżąco parametrów takich jak cena energii elektrycznej, zapotrzebowanie na ciepło w systemie, koszt produkcji ciepła, możliwości magazynowania ciepła w niskotemperaturowym magazynie gruntowym oraz prognoza pogody.

## 2. Lokalizacja Demonstratora Technologii

Demonstrator Technologii zlokalizowany zostanie w Mińsku Mazowieckim w województwie mazowieckim.

System Demonstracyjny obejmuje fragment sieci ciepłowniczej należący do Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Mińsku Mazowieckim zasilający w ciepło i ciepłą wodę użytkową bloki mieszkaniowe osiedla Dąbrówka na ulicach Dąbrówka, Sędomierska, Łupińskiego i Warszawskiej.



Rysunek 8. Lokalizacja Demonstratora Technologii Elektrociepłowni Biogazowej Euros Energy EHC Plant.

System Demonstracyjny zasila Odbiorców Końcowych w budynkach wielomieszkaniowych Spółdzielni Mieszkaniowej PRZEŁOM (ul. Dąbrówki nr. 33, 35, 37, 39, 41 i 41A; ul. Sędomierska nr. 2, 4, 6 i 6A, 8 i 10; ul. Łupińskiego nr. 1, 3, 5, 7, 9, 11) oraz w blokach mieszkaniowych wspólnot mieszkaniowych administrowanych przez Biuro Administracji Nieruchomości SYSTEZA Anna Paszkowska (ul. Warszawska nr. 250/78, 250/79, 250/82, 250/90, 250/93, 250/105, 250/106) a także bloki na ulicy Warszawskiej 250/89 oraz Warszawskiej 250/95. System Demonstracyjny uzupełnia obiekt użyteczności publicznej – miejskie przedszkole numer 6 o typowej zabudowie na ulicy Warszawskiej 250/81.



Powierzchnie budynków podsumowano w Tabeli 1.

Tabela 1. Zestawienie powierzchni budynków mieszkalnych wchodzących w skład Systemu Demonstracyjnego.

Ip.	Adres	Powierzchnia użytkowa [m <sup>2</sup> ]	Zasilanie	Zasilanie	Uwagi
			c.o.	c.w.u.	
1	Dąbrówki 33	1198	tak	tak	
2	Dąbrówki 35	1743	tak	tak	
3	Dąbrówki 37	1624	tak	tak	
4	Dąbrówki 39	1753	tak	tak	
5	Dąbrówki 41	1621	tak	tak	
6	Sędomska 2	1192	tak	tak	
7	Sędomska 4	1627	tak	tak	
8	Sędomska 6	1624	tak	tak	
9	Sędomska 6A	1082	tak	tak	
10	Dąbrówki 41A	269,21	tak	tak	
11	Łupińskiego 1	1063	tak	tak	
12	Łupińskiego 3	1063	tak	tak	
13	Łupińskiego 5	1059	tak	tak	
14	Łupińskiego 7	2118	tak	tak	
15	Łupińskiego 9	1080	tak	tak	
16	Łupińskiego 11	1068,5	tak	tak	
17	Łupińskiego 8	1604,5	tak	tak	
18	Łupińskiego 10	1627	tak	tak	
19	Warszawska	1892,03	tak	tak	
20	Warszawska	3137,02	tak	tak	
21	Warszawska	2335,21	tak	tak	
22	Warszawska	1440,85	tak	tak	
23	Warszawska	1745,97	tak	tak	
24	Warszawska	2387,27	tak	tak	
25	Warszawska	2262,1	tak	tak	
26	Warszawska 250/81	1385,47	tak	tak	Lokal użytkowy – przedszkole miejskie 6
27	Warszawska	1137,35	tak	tak	
28	Warszawska	2176,56	tak	tak	
	<b>RAZEM</b>	<b>44316</b>			

Demonstrator Technologii wykorzystuje dwie rozdzielone przestrzennie działki. Połączeniem będzie bezpośredni gazociąg – przyłącze gazowe - dedykowane do transportu biogazu pomiędzy działkami. Na działce na terenach przemysłowych na obrzeżach miasta zlokalizowana zostaje biogazownia uniwersalna o mocy 999 kW.

W proponowany przypadku biogazownia zostaje zlokalizowana na działkach należących do Miasta Mińsk Mazowiecki zlokalizowanej przy ulicy Przemysłowej 17. Na powierzchni nie przekraczającej 1 hektara, umieszczone zostaną wszystkie obiekty biogazowni, włączając halę do przyjmowania substratów. Tereny te sąsiadują z rekultywowanym składowiskiem odpadów zamkniętym w 2007 roku – co istotnie zmniejsza ryzyko protestów towarzyszących często inwestycjom w instalacje biogazowe. Sąsiedztwo terenu stanowi rekultywowane składowisko odpadów, tereny zielone przeznaczone na rozbudowę cmentarza oraz tereny zabudowy produkcyjno-usługowej, składów, baz i hurtowni. W sąsiedztwie nie ma żadnych domów mieszkalnych. Na dalszym etapie instalacja może być rozbudowywana.

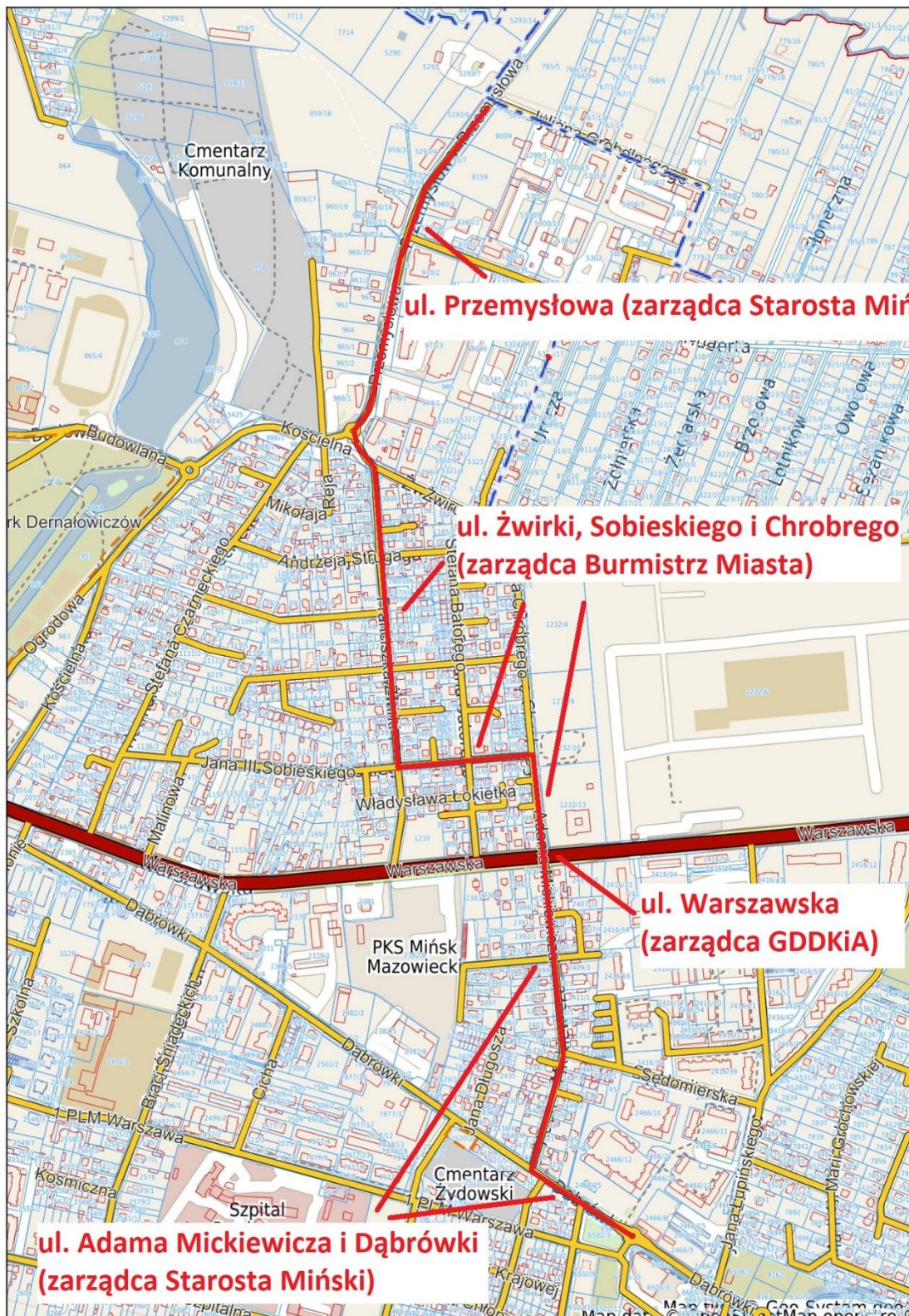
Drugim elementem demonstratora jest Kompleksowy Węzeł Grupowy – zwarta konstrukcja mieszcząca kompletną jednostkę kogeneracyjną, układ pomp ciepła oraz niezbędne wyposażenie hydrauliczne oraz elektryczne. Węzeł taki może zostać wykonany w nowym budynku albo zainstalowany w adaptowanym pomieszczeniu. W proponowanym przypadku wydzierżawiony zostanie teren nieczynnej ciepłowni węglowej należący do PEC Mińsk Mazowiecki – przy ulicy Dąbrówki 43 w Mińsku Mazowieckim.

W pobliżu Kompleksowego Węzła Grupowego na terenach miejskich należącego do miasta przedszkola numer 6 przy ulicy Warszawskiej 250/81 oraz na terenach zielonych osiedla mieszkaniowego, zlokalizowany zostanie sezonowy magazyn gruntowy. Po wykonaniu prac magazyn gruntowy jest całkowicie niewidoczny – dostęp jest jedynie do zbiorczych studzienek-rozdziałaczy grupujących ok. 10-20 odwiertów.

Nowobudowana sieć biogazowa zostanie doprowadzona do nowego, pokazowego Kompleksowego Węzła Grupowego Dąbrówka. Kompleksowy Węzeł Grupowy umożliwi lokalną trigenerację oraz dostarczanie do wybranych Odbiorców Końcowych wszystkich mediów: energii elektrycznej, ciepłej wody użytkowej, ciepła na cele grzewcze i chłodu na cele centralnego chłodzenia.



**Miasto Mińsk Mazowiecki - System Informacji Przestrzennej**  
 skala 1 : 7500



Rysunek 9. Trasa gaziociągu na biogaz poprowadzona od osiedla Dąbrówki do terenów na ulicy Przemysłowej.

### 3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni

#### 3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS

Oprogramowanie TRNSYS jako narzędzie do modelowania matematycznego nadaje się doskonale do szybkiego prototypowania i skalowania rozwiązania Demonstratora Technologii w zależności od zapotrzebowania lokalnych systemów ciepłowniczych, w oparciu o dane dostarczone właśnie od PEC. Możliwość wykorzystywania danych o wysokiej rozdzielczości czasowej, w tym archiwalnych danych pogodowych i danych o zapotrzebowaniu, umożliwia wykonywanie szczegółowych symulacji, także porównań z historycznym zapotrzebowaniem i produkcją ciepła.

TRNSYS ze względu na szybkość obliczeń, to doskonałe narzędzie do przeprowadzania analiz wrażliwości w przypadku wprowadzenia rozwiązania do nowych sieci. Pozwala kwalifikować ryzyka, a także przeprowadzać analizy techniczno-ekonomiczne. Które mogą liczbowo określać koszt zwiększenia % OZE modelowanego systemu.

TRNSYS jako narzędzie numeryczne jest wystarczająco dojrzałe i sprawdzone w środowisku inżynierskim. Pozwala opracowywać symulacje spełniające rygor powtarzalności, co daje bazę do dyskusji na temat rozwiązań na szerszym forum inżyniersko-naukowym. W szczególności, biorąc pod uwagę liczbę artykułów z jego wykorzystaniem, TRNSYS stanowi narzędzie do przygotowywania publikacji naukowych w czasopismach recenzowanych.

Należy podkreślić, że opracowane symulacje wymagają relatywnie niedużych modyfikacji, aby można było je zastosować także dla innych przedsiębiorstw energetyki ciepłej, z innymi uwarunkowaniami. Szybkość uzyskania wyników pozwala przeprowadzać analizy techniczno-ekonomiczne oraz wspomagać eksperckie przygotowywanie ofert transformacji energetycznej ciepłownictwa, w szczególności ciepłownictwa w skali powiatu.

### 3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych

Wymagania obligatoryjne są spełnione, zarówno dla symulacji bazowej, jak i symulacji uzupełniających – udział OZE znacznie przekracza 90%, a stan sezonowych magazynów ciepła pod koniec symulacji jest wyższy od zera. W warunkach bazowych Demonstrator uzyskuje 100% udziału OZE w bilansie energetycznym, LCOH kształtuje się na poziomie 57,59 zł/GJ, zaś efektywność ekonomiczna projektu wyniesie 6 198 147,19 zł w okresie 3-letnim.

Tabela 2 Wymagania Obligatoryjne i Konkursowe

Lp.	Nazwa wymagania	Rozliczenie	Komentarz
1	Kogeneracja 100%	Spełnione	Jednostka kogeneracyjna zasilana jest biogazem wytworzonym w lokalnej biogazowni, a jej moc zainstalowana elektryczna wynosi 528 kW.
2	Zdolność sprzedaży energii elektrycznej	Spełnione	
3	Źródła OZE w lokalnym systemie energetycznym	Spełnione	Biogazownia znajduje się około 1,5 km od głównej części Demonstratora Technologii.
4	Uwarunkowania dla modelowania	Spełnione	
5	Zasilanie Magazynu Sezonowego	Spełnione	
6	Zakaz zakupu ciepła	Spełnione	
7	Udział OZE w Demonstratorze Technologii	Spełnione	Udział OZE w bilansie energetycznym Demonstratora wynosi 100%.
8	Modelowanie numeryczne Demonstratora Technologii	Spełnione	
9	Skalowalność i replikowalność	Spełnione	
10	Wykorzystanie pomp ciepła	Spełnione	
11	Wykorzystanie instalacji fotowoltaicznych	Spełnione	
12	Wykorzystanie instalacji kolektorów słonecznych	Spełnione	
14	Warunki techniczne elementów przesyłowych sieci ciepłowniczej	Spełnione	
16	Magazyny biogazu	Spełnione	
17	Nowe urządzenia i materiały	Spełnione	
18	Temperatura i ilość ciepłej wody użytkowej	Spełnione	
19	Komfort cieplny odbiorców	Spełnione	
20	Spójność Systemu Demonstracyjnego	Spełnione	
21	Dostarczanie ciepłej wody użytkowej	Spełnione	

<b>22</b>	Wielkość Demonstratora Technologii	Spełnione	Łączna powierzchnia użytkowa budynków objętych dostawami ciepła z Demonstratora wynosi 44 316 m <sup>2</sup> .
<b>23</b>	Udział powierzchni użytkowej Lokali Mieszkalnych	Spełnione	Udział powierzchni użytkowej lokali mieszkalnych w budynkach objętych dostawami ciepła z Demonstratora wynosi powyżej 80%.
<b>24</b>	Warunki ogólne dotyczące biogazowni oraz warunki techniczne rurociągów do przesyłu biogazu (biometanu)	Spełnione	
<b>25</b>	Bezodorowość	Spełnione	
<b>26</b>	Utrzymanie Udziału Odnawialnych Źródeł Energii w Demonstratorze Technologii	Spełnione	
<b>27</b>	Zapewnienie ciągłości dostaw ciepła	Spełnione	
<b>28</b>	Ograniczenie emisji zanieczyszczeń i ochrona przez hałasem w Kogeneracji OZE	Spełnione	
<b>29</b>	Bezpieczeństwo – zapewnienie standardów BHP i ppoż.	Spełnione	
<b>30</b>	Opomiarowanie i sterowanie manualne	Spełnione	
<b>31</b>	Urządzenia pomiarowo-kontrolne	Spełnione	
<b>32</b>	System sterowania i kontroli procesu	Spełnione	
<b>33</b>	Serwis gwarancyjny	Spełnione	
<b>34</b>	Szkolenia	Spełnione	
<b>35</b>	Instrukcje	Spełnione	
<b>36</b>	Lokalizacja Demonstratora Technologii	Spełnione	
<b>37</b>	Skala demonstracji determinowana budżetem	Spełnione	

### 3.3. Kogeneracja

Kogenerator w Demonstratorze Technologii pracuje przez pełen rok z mocą znamionową w celu maksymalizacji produkcji energii elektrycznej.

Kogenerator pomocniczy zlokalizowany na terenie biogazowni wytwarza ciepło na potrzeby produkcji biogazu i zapewnia energię elektryczną na potrzeby pracy biogazowni, jednakże większość energii elektrycznej produkowanej przez kogenerator biogazowy jest sprzedawana do sieci.

Maksymalizacja wykorzystania czasu pracy z mocą znamionową kogeneratorów pozwala na maksymalizację sprzedaży energii elektrycznej, a zatem zwiększenie opłacalności ekonomicznej Demonstratora Technologii.

Podstawową zaletą kogeneracji jest fakt jednoczesnego dostarczania dwóch efektów z jednostki paliwa, jednostki wytwórczej, jednostki powierzchni oraz jednostki emisji. Praca w skojarzeniu, czyli jednoczesne dostarczanie ciepła i energii elektrycznej pozwala na minimalizację zużycia energii oraz emisji zanieczyszczeń. Ponadto, układ taki można optymalizować względem przynajmniej dwóch funkcji celu: maksymalizacji produkcji energii elektrycznej lub ciepła. Dodatkowo, zastosowanie magazynu ciepła w elektrociepłowni w Mińsku rozszerza możliwości generacji energii elektrycznej przez kogenerator mimo zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło w okresach letnich u odbiorców końcowych. Pozwala to uniknąć dyssypacji ciepła w otoczeniu, a co za tym idzie jego utraty. Układ kogeneracyjny EHC Plant latem dostarcza energię do sezonowego magazynu ciepła co zimą pozwala na pracę pomp ciepła z podwyższoną wydajnością oraz efektywnością, zwiększając tym samym bezpieczeństwo dostaw oraz efektywność energetyczną. Rozwiązanie to pozwala także na elastyczną pracę kogeneratora w ramach Wirtualnej Elektrowni. System elektrociepłowni biogazowej EHC Plant, wraz ze wspomnianym magazynem gruntowym oraz magazynami biogazu, daje możliwość modulacji mocy kogeneratora w szerokim zakresie w celu optymalizacji przychodów ze sprzedaży energii.

## 4. Analiza kosztów ciepła

### 4.1. Analiza LCOH

Szacowane koszty inwestycyjne zostały określone przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w założeniach Przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” ogłoszonego w maju 2021 roku. Założony wówczas maksymalny budżet projektu wyniósł ponad 32,2 mln złotych netto. W zerowym roku inwestycji nakłady inwestycyjne pochłoną cały dostępny budżet, z czego kluczową pozycją jest budowa uniwersalnej biogazowni szczytowej.

Obliczono, według wytycznych NCBR, wartość współczynnika LCOH dla proponowanej koncepcji Demonstratora Technologii. Przy założeniach z maja 2021 wartość LCOH wyniesie 207,33 zł/MWh (57,59 zł/GJ).

### 4.2. Analiza efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii

Efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii w okresie pierwszych 3 lat projektu ukształtowała się na poziomie 6 198 147,19 zł.

Tabela 3 Elementy wpływająca na efektywność ekonomiczną Demonstratora Technologii

	2024	2025	2026
<b>Sprzedaż ciepła i energii elektrycznej</b>	<b>4 292 074,56 zł</b>	<b>5 009 531,39 zł</b>	<b>5 901 325,39 zł</b>
<b>Średnioroczne koszty operacyjne</b>	<b>1 317 018,81 zł</b>	<b>1 875 790,03 zł</b>	<b>2 299 815,30 zł</b>
<b>CAPEX dla zerowego roku inwestycji rozłożony na 25-letni okres inwestycyjny</b>	<b>1 170 720,00 zł</b>	<b>1 170 720,00 zł</b>	<b>1 170 720,00 zł</b>



## 5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni

### 5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

Wybudowanie i możliwość pracy Uniwersalnej Biogazowni Szczytowej, dla której substratami mogą być m.in. frakcja biodegradowalna odpady komunalnych jest często postępowaniem złożonym i długotrwałym.

Instalacje do wytwarzania biogazu rolniczego o mocy elektrycznej nie przekraczającej 500 kW nie są zaliczane do przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko według *Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko* [16]. Według *Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* [17] biogaz rolniczy definiowany jest jako gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, odpadów rolniczych i produktów ubocznych rolnictwa, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących ze składowisk odpadów, a także oczyszczalni ścieków.

Jednak biogazownia zasilana substratami takimi jak odpady komunalne i osady ściekowe jest zaliczana do przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, a zatem uzyskanie pozwolenia na budowę wymaga opracowania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia i uzyskania Decyzji Środowiskowej. Organy Gminy (takie jak Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska) mogą wydać opinię o konieczności oceny oddziaływania projektu na środowisko. W takim przypadku wykonawca będzie zobowiązany do wykonania Raportu Oddziaływania na Środowisko, co wydłuży całą ścieżkę formalno-prawną.

Postępowanie to można znacząco przyspieszyć przez rozdzielenie go na dwa etapy, które mogą być procedowane równolegle w tym samym czasie:

- Pierwszym etapem jest przygotowanie projektu biogazowni rolniczej do mocy 0,5 MWe i pozyskanie pozwolenia na budowę i budowy takiej standardowej biogazowni. Moc biogazowni jest determinowana przez moc silnika kogeneracyjnego zainstalowanego przy biogazowni. Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko 3 ust.1 pkt 45, 80 i 52, instalacje do wytwarzania biogazu o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW nie należą do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. W związku z powyższym w myśl ustawy z dnia 3 października 2008 roku o udostępnianiu informacji o

środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko rozdział 3 art. 71 ust. 2 pkt. 1 i 2 planowana elektrociepłownia na biogaz nie kwalifikuje się do oceny oddziaływania na środowisko, a także nie wymaga wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia.

- Drugim etapem jest uzyskanie pozwolenia środowiskowego na eksploatację biogazowni odpadowej o docelowej ilości przetwarzanych substratów pochodzących z odpadów miejskich.

Istotne jest, że już standardowa biogazownia rolnicza pozwala na przetwarzanie wielu substratów odpadowych obejmującą m.in. odpady z przemysłu rolnego, przeterminowaną żywność. Nawet przedłużająca się procedura uzyskania pozwolenia środowiskowego nie spowoduje zablokowania projektu a jedynie może wymusić chwilową zmianę składu substratów przetwarzanych.

Warto zauważyć, że proponowana lokalizacja jest wyjątkowo korzystana dla tego typu inwestycji. Na jednej z działek, na której ma być zlokalizowana biogazownia obecnie znajduje się PSZOK a na drugiej nieczynne składowisko śmieci. Wokoło znajdują się tereny przemysłowe i działki w większości miejskie, część sąsiadującej działki przeznaczona jest na powiększenie cmentarza. W sąsiedztwie nie ma żadnych budynków mieszkalnych.

Znaną barierę czasową może stanowić konieczność przygotowania wniosku o warunki przyłączenia do KSE. Dystrybutor sieci ma aż do 180 dni na wydanie warunków przyłączenia i zazwyczaj wykorzystuje praktycznie cały dostępny czas na dokonanie formalności.

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

Taksonomia jest instrumentem klasyfikacyjnym, które ma za zadanie pomóc inwestorom i przedsiębiorstwom w podejmowaniu świadomych decyzji inwestycyjnych z uwzględnieniem wpływu działalności gospodarczej na klimat i środowisko. Taksonomia pozwala ocenić działalność ekonomiczną z perspektywy zrównoważonego rozwoju, a w szczególności: przeciwdziałania zmianom klimatycznym oraz adaptacja do ich skutków, ochrony zasobów wodnych i różnorodności biologicznej, niwelowania zanieczyszczeń, a także prowadzenia gospodarki o obiegu zamkniętym.

Obszar taksonomii regulują:

- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/2088 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych [18] (zwane rozporządzeniem SFDR) – nakłada ono na instytucje finansowe (m.in. zakłady ubezpieczeń, firmy inwestycyjne, instytucje pracowniczych programów emerytalnych i zarządzające alternatywnymi funduszami inwestycyjnymi) obowiązek ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych.
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 [19] – określa ona kryteria dla działalności gospodarczej zrównoważonej środowiskowo.

Według Dyrektywy [19] przedsiębiorstwa będące uczestnikami rynku finansowego są zobowiązane do ujawniania udziału procentowego ich obrotu pochodzącego z usług związanych z działalnością gospodarczą zrównoważoną środowiskowo oraz udziału procentowego nakładów inwestycyjnych i wydatków operacyjnych związanych z działalnością gospodarczą zrównoważoną środowiskowo.

W tabeli poniżej przedstawiono kryteria oceny działalności według Dyrektywy [19] oraz oceniono jak Technologia Euro Energy EHC Plant realizuje wskazane cele środowiskowe.

Tabela 4 Cele środowiskowe według taksonomii

Cel środowiskowy		Realizacja celu przez Technologię Ciepłowni Przyszłości
<b>Łagodzenie zmian klimatu</b>		
a)	wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych	Technologia wykorzystuje biogaz produkowany z odpadów komunalnych i ścieków komunalnych jako paliwo.
b)	poprawa efektywności energetycznej	Technologia może zastąpić nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze, a także zostać zastosowana w mniejszej skali na obszarach, gdzie dotychczas stosuje się nieefektywne indywidualne źródła ciepła (takie jak stare kotły węglowe).
c)	rozwój zrównoważonej mobilność	Produkcja energii elektrycznej w Elektrociepłowni może wspierać lokalną infrastrukturę elektromobilności przez dostarczanie energii do stacji ładowania m.in. miejskich autobusów elektrycznych.
d)	wykorzystanie materiałów odnawialnych ze zrównoważonych źródeł	Materiały potrzebne do budowy projektu, będą (w ramach dostępności) pochodziły od lokalnych dostawców i producentów, tak aby zmniejszyć ślad węglowy związany z transportem dalekodystansowym.
e)	wykorzystanie wychwytywania i utylizacji dwutlenku węgla	-
f)	wzmocnienie lądowych pochłaniaczy dwutlenku węgla	Produkcji biogazu z odpadów komunalnych może towarzyszyć produkcja nawozów wysokiej jakości. Stosowanie nawozów w zrównoważony sposób (wedle określonego planu i z odpowiednio wymierzonymi dawkami) nie prowadzi do zanieczyszczenia środowiska, a dostarcza roślinom dużej ilość łatwo przyswajalnych składników mineralnych, wpływając pozytywnie na wzrost biomasy roślin (a zatem i zdolności do pochłaniania dwutlenku węgla).
g)	stworzenie infrastruktury energetycznej wymaganej do obniżenia emisyjności systemów energetycznych	Dzięki jednoczesnemu zastosowaniu kogeneratora i wymienników gruntowych, mogących służyć jako magazyn ciepła, Technologię można wykorzystać do częściowego bilansowania systemu elektroenergetycznego, co pozwoliłoby na szybsze i bezpieczniejsze instalowanie mocy wytwórczych OZE, które wymagają zapewnienia odpowiedniej elastyczności systemu. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną, kogenerators mógłby pracować z pełnym obciążeniem, a wytworzone ciepło magazynować w wymiennikach gruntowych. Przy spadku zapotrzebowania

		kogenerator zmniejszałyby produkcję energii elektrycznej, a ewentualne zwiększone zapotrzebowanie na ciepło pokrywałyby przy wykorzystaniu magazynu ciepła.
h)	produkcja czystych paliw	Biogaz potrzebny do zasilania kogeneratorów będzie wytwarzany lokalnie z odpadów i ścieków komunalnych.
i)	wspomaganie działań a) -h)	-
<b>Adaptacja do zmian klimatu</b>		
a)	adaptacja do niekorzystnych skutków zmian klimatu dla działalności gospodarczej	Zmiany klimatu przyczyniają się do coraz większego zapotrzebowania na chłód. Technologia Elektrociepłowni Przyszłości pozwoli także produkować i sprzedawać chłód dla Klientów Ciepłowni.
b)	adaptacja do niekorzystnych skutków zmian klimatu wywieranych na ludzi, przyrodę lub aktywa	Zmiany klimatu przyczyniają się do coraz większego zapotrzebowania na chłód. Technologia Elektrociepłowni Przyszłości pozwoli na dostarczenie chłodu do odbiorców końcowych, zapewniając im tym samym komfort termiczny także podczas upalnych okresów.
<b>Zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich</b>		
a)	gospodarka ściekami komunalnymi i przemysłowymi	Technologia prowadzi do zagospodarowania ścieków komunalnych na cele produkcji biogazu.
b)	zapobieganie zanieczyszczeniu wody	Technologia nie przyczynia się do zanieczyszczenia wody.
c)	poprawa gospodarki wodnej i efektywności zużycia wody	-
d)	zrównoważone wykorzystanie morskich usług ekosystemów	-
e)	wspomaganie działań a) -d)	-
<b>Przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym</b>		
a)	wykorzystanie efektywnych w produkcji zasobów naturalnych (m.in. ograniczenie zużycia surowców pierwotnych)	Wykorzystanie technologii pozwala na ograniczanie zużycia surowców pierwotnych jakimi są paliwa kopalne.
b)	zwiększenie trwałości produktów	Układ zaprojektowany jest z myślą o jak największej trwałości i możliwości jak najdłuższej eksploatacji. Minimalny czas eksploatacji pompy ciepła przewidziany jest na 25 lat, kogeneratorów na 200 tysięcy godzin pracy, gruntowych wymienników ciepła na 25 lat.

c)	zwiększenie możliwości recyklingu produktów	Technologia wykorzystuje biogaz pochodzący z odpadów komunalnych i ścieków, a zatem prowadzi do ich ostatecznego recyklingu. Poza odzyskiem energii z odpadów i ścieków, w procesie fermentacji odpadów komunalnych produkowany może być wysokiej jakości nawóz, wykorzystywany później w rolnictwie. Warto nadmienić, że źle składowane odpady nie tylko zajmują przestrzeń, która mogłaby być przeznaczona na inne cele, ale także prowadzą do emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Produkcja biogazu z odpadów i ścieków stanowi poniekąd najwyższą formę recyklingu i idealnie wpisuje się w ideę gospodarki o obiegu zamkniętym.
d)	ograniczenie zawartości substancji niebezpiecznych	-
e)	przedłużenie okresu użytkowania produktów (m.in. ponowne wykorzystanie produktów)	Zastosowano wysokotemperaturową pompę ciepła, które nie zmieni dotychczasowych parametrów dostarczania ciepła. Oznacza to brak potrzeby inwestycji po stronie odbiorców końcowych w wymianę dotychczasowych grzejników na klimakonwektory lub system ogrzewania podłogowego.
f)	zwiększenie wykorzystywania surowców wtórnych	-
g)	ograniczenie wytwarzania odpadów	Elektrociepłownia Przyszłości nie wytwarza odpadów produkowanych przez klasyczne elektrociepłownie (takich jak np. żużel w jednostkach węglowych).
h)	intensyfikacja działań w zakresie przygotowania do ponownego użycia i recyklingu odpadów	-
i)	pobudzenie rozwoju infrastruktury gospodarowania odpadami	-
j)	minimalizacja spalania i składowania odpadów	-
k)	ograniczenie wytwarzania śmieci	-
l)	wspomaganie działań a) -k)	-
<b>Zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola</b>		

a)	ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza, wody lub ziemi	<p>Z eksploatacją elektrociepłowni na biogaz wiąże się nieznaczna emisja zanieczyszczeń do atmosfery w wyniku spalania biogazu w silniku kogeneracyjnym oraz urządzeniu pomocniczym jakim jest pochodnia awaryjna.</p> <p>Wyprodukowany w elektrociepłowni biogaz będzie poddany 2 stopniowemu oczyszczeniu z siarkowodoru: biologiczne oczyszczanie poprzez wtłaczanie powietrza pod kopułę zbiornika fermentacyjnego oraz dodania związków żelaza, co powoduje wytrącenie związków siarki. Możliwe jest osiągnięcie 250 ppm lub niższego w wyniku biologicznego oczyszczania. Drugi etap odsiarczania następuje tuż przed podaniem biogazu na silnik kogeneracyjny z zastosowaniem filtra z węglem aktywnym lub innej technologii oczyszczania. Dzięki dodatkowemu odsiarczaniu możliwe jest osiągnięcie maksymalnie 50 ppm związków siarki</p> <p>Rzeczywista emisja dwutlenku węgla przy spalaniu biogazu jest około dwukrotnie mniejsza niż ze spalania węgla. Ponadto zagospodarowanie odpadów komunalnych na cele produkcji biogazu zapobiega ich nieodpowiedniemu składowaniu, które prowadziłyby do niekontrolowanego uwalniania się gazów cieplarnianych do atmosfery.</p>
b)	poprawa jakości powietrza, wody lub gleby na obszarze prowadzonej działalności	
c)	zapobieganie niekorzystnym skutkom wynikającym z produkcji, stosowania lub unieszkodliwiania chemikaliów	
d)	usuwanie śmieci i innych rodzajów zanieczyszczeń	-
e)	wspomaganie działań a) -d)	-
<b>Ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów</b>		
a)	zachowanie przyrody i bioróżnorodności	-
b)	zrównoważone użytkowanie gruntów	-

c)	zrównoważone praktyki rolnicze	Produkcji biogazu z odpadów komunalnych może towarzyszyć produkcja nawozów wysokiej jakości. Stosowanie nawozów w zrównoważony sposób (wedle określonego planu i z odpowiednio wymierzonymi dawkami) nie prowadzi do zanieczyszczenia środowiska, a dostarcza roślinom dużej ilości łatwo przyswajalnych składników mineralnych, wpływając pozytywnie na wzrost biomasy roślin (a zatem i zdolności do pochłaniania dwutlenku węgla). Lokalna produkcja nawozów zmniejszy również potrzebę ich transportu, wpływając tym samym na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.
d)	zrównoważona gospodarka leśna	Technologia Elektrociepłowni Przyszłości z powodzeniem mogłaby zastąpić elektrociepłownie biomasowe w efekcie zmniejszając zapotrzebowanie na biomasę drzewną.
e)	wspomaganie działań a) -d)	-



## 6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii

Prace budowlane rozpoczną się 2 maja 2020 roku i zakończą 31 października 2023 roku. Szczegółowy harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii przedstawiono poniżej.

Tabela 5 Szczegółowy harmonogram budowy Demonstratora Technologii w Mińsku

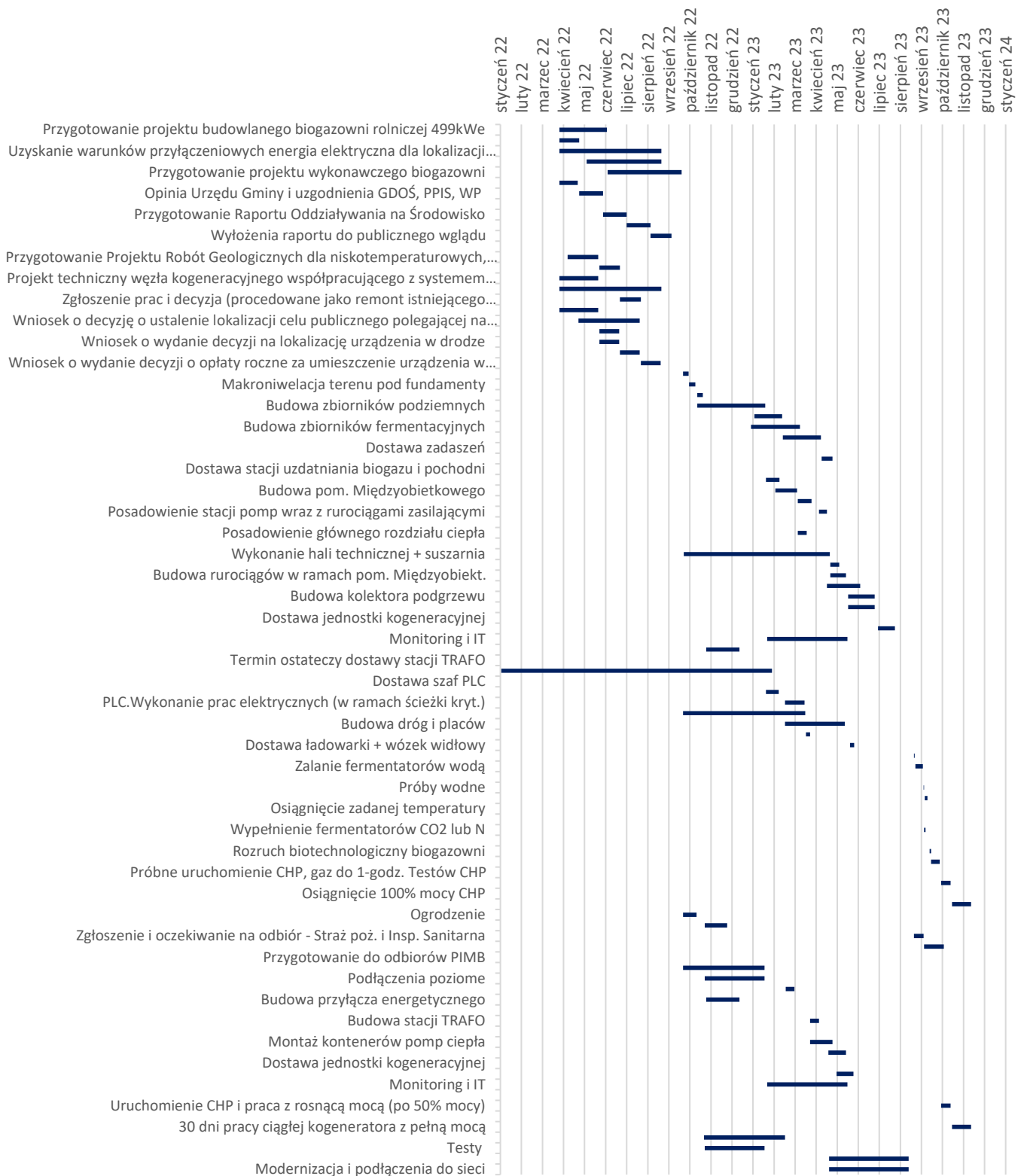
PRACE B+R DEMONSTRATOR	Początek	Liczba dni	Koniec
Prace projektowe i pozwolenia			
Przygotowanie projektu budowlanego biogazowni rolniczej 499kWe	03.04.2022	50	12.06.2022
Uzyskanie warunków przyłączy wodna i kanalizacja	03.04.2022	21	02.05.2022
Uzyskanie warunków przyłączy energii elektryczna dla lokalizacji biogazowni	03.04.2022	108	31.08.2022
Procedura uzyskania pozwolenia na budowę dla biogazowni rolniczej	13.05.2022	79	31.08.2022
Przygotowanie projektu wykonawczego biogazowni	13.06.2022	80	30.09.2022
Przygotowanie KIP dla biogazowni odpadowej	03.04.2022	20	30.04.2022
Opinia Urzędu Gminy i uzgodnienia GDOŚ, PPIS, WP	02.05.2022	26	06.06.2022
Wydanie decyzji do konieczności sporządzenia Raportu o Oddziaływania na Środowisko (b. prawdopodobne)	06.06.2022	1	06.06.2022
Przygotowanie Raportu Oddziaływania na Środowisko	06.06.2022	26	11.07.2022
Opinia Urzędu Gminy i uzgodnienia GDOŚ, PPIS, WP	11.07.2022	26	15.08.2022
Wyłożenia raportu do publicznego wglądu	15.08.2022	24	15.09.2022
Wydanie decyzji środowiskowej	16.09.2022	1	16.09.2022
Przygotowanie Projektu Robót Geologicznych dla niskotemperaturowych, gruntowych magazynów energii	15.04.2022	32	30.05.2022
Zgłoszenie PRG i decyzja	01.06.2022	23	01.07.2022
Projekt techniczny węzła kogeneracyjnego współpracującego z systemem pomp ciepła	03.04.2022	41	30.05.2022
Uzyskanie warunków przyłączy energii elektryczna dla węzła kogeneracyjnego	03.04.2022	108	31.08.2022
Zgłoszenie prac i decyzja (procedowane jako remont istniejącego niesprawnego pieca węglowego)	01.07.2022	22	01.08.2022
Projekt techniczny przyłącza gazowego	03.04.2022	41	30.05.2022

Wniosek o decyzję o ustalenie lokalizacji celu publicznego: przeprowadzenie rury gazowej pod ul. Warszawską	01.05.2022	65	30.07.2022
Zgłoszenie prac związanych z wykonaniem przyłącza gazowego	01.06.2022	22	30.06.2022
Wniosek o wydanie decyzji na lokalizację urządzenia w drodze	01.06.2022	22	30.06.2022
Wniosek o wydanie decyzji na zajęcie pasa drogowego w celu prowadzenia robót	01.07.2022	21	30.07.2022
Wniosek o wydanie decyzji o opłaty roczne za umieszczenie urządzenia w drodze	01.08.2022	22	30.08.2022
<b>Budowa</b>			
Makroniwelacja terenu pod zbiorniki	02.10.2022	6	10.10.2022
Makroniwelacja terenu pod fundamenty	11.10.2022	8	20.10.2022
Wykonanie fundamentów	23.10.2022	6	31.10.2022
Budowa zbiorników podziemnych	23.10.2022	72	31.01.2023
Montaż osprzętu zbiorników podziemnych	15.01.2023	30	25.02.2023
Budowa zbiorników fermentacyjnych	10.01.2023	53	23.03.2023
Montaż osprzętu zbiorników ferment.	26.02.2023	40	23.04.2023
Dostawa zadaszeń	24.04.2023	1	24.04.2023
Montaż zadaszeń gazoszczelnych (membrany)	24.04.2023	13	10.05.2023
Dostawa stacji uzdatniania biogazu i pochodni	01.02.2023	1	01.02.2023
Montaż stacji uzdatniania biogazu i pochodni	01.02.2023	15	21.02.2023
Budowa pom. Między obiektowego	15.02.2023	23	19.03.2023
Zadaszenie i wykon. podłoża pod posadowienie stacji pomp	20.03.2023	15	09.04.2023
Posadowienie stacji pomp wraz z rurociągami zasilającymi	20.04.2023	9	02.05.2023
Dostawa stacji pomp	20.03.2023	1	20.03.2023
Posadowienie głównego rozdziału ciepła	20.03.2023	10	02.04.2023
Zakończenie prac - posadowienie głównego rozdziału ciepła	03.04.2023	1	03.04.2023
Wykonanie hali technicznej + suszarnia	03.10.2022	155	06.05.2023
Budowa rurociągów bloku fermentacyjnego	07.05.2023	10	20.05.2023
Budowa rurociągów w ramach pom. Między obiektowego	07.05.2023	17	30.05.2023
Budowa rurociągów bloku gazowego i skroplin	02.05.2023	36	20.06.2023
Budowa kolektora podgrzewu	02.06.2023	28	11.07.2023

Budowa rurociągów bloku ciepłego	02.06.2023	28	11.07.2023
Dostawa jednostki kogeneracyjnej	15.07.2023	0	15.07.2023
Montaż jednostki kogeneracyjnej	16.07.2023	19	10.08.2023
Monitoring i IT	03.02.2023	85	01.06.2023
Budowa - część elektryczna			
Budowa przyłącza energetycznego	05.11.2022	35	24.12.2022
Termin ostateczny dostawy stacji TRAF0	07.01.2023	0	07.01.2023
Budowa stacji TRAF0	07.01.2022	286	10.02.2023
Dostawa szaf PLC	01.02.2023	1	01.02.2023
Wykonanie pomieszczenia PLC (podłoga, ściana)	01.02.2023	14	20.02.2023
PLC. Wykonanie prac elektrycznych (w ramach ścieżki kryt.)	01.03.2023	22	30.03.2023
Postępowanie i budowa w sprawie OSDN	02.10.2022	130	31.03.2023
Budowa dróg i placów	01.03.2023	63	28.05.2023
Dostawa i montaż wagi załadowniczej	01.04.2023	5	07.04.2023
Dostawa ładowarki + wózek widłowy	05.06.2023	5	11.06.2023
Rozruch			
Rozruch suchy	07.09.2023	2	08.09.2023
Zalanie fermentatorów wodą	09.09.2023	8	20.09.2023
Początek rozruchu mokrego	21.09.2023	1	21.09.2023
Próby wodne	21.09.2023	2	22.09.2023
Wygrzewanie fermentatorów	23.09.2023	3	27.09.2023
Osiągnięcie zadanej temperatury	27.09.2023	1	27.09.2023
Rozpoczęcie dozowania substratów	28.09.2023	1	28.09.2023
Wypełnienie fermentatorów CO2 lub N	22.09.2023	1	24.09.2023
Początek rozruchu biotechnologicznego	29.09.2023	1	29.09.2023
Rozruch biotechnologiczny biogazowni	30.09.2023	1	02.10.2023
Produkcja biogazu do próbnego uruchomienia CHP	02.10.2023	10	15.10.2023
Próbne uruchomienie CHP, gaz do 1-godz. Testów CHP	16.10.2023	1	16.10.2023
Uruchomienie CHP i praca z rosnącą mocą (po 50% mocy)	17.10.2023	11	31.10.2023

Osiągnięcie 100% mocy CHP	01.11.2023	1	01.11.2023
30 dni pracy ciągłej kogeneratora z pełną mocą	02.11.2023	21	30.11.2023
Prace budowlano-montażowe nie związane z rozruchem			
Ogrodzenie	02.10.2022	15	22.10.2022
Budowa zbiornika ppoż.	03.11.2022	24	06.12.2022
Zgłoszenie i oczekiwanie na odbiór - Straż poż. i Insp. Sanitarna	07.09.2023	11	21.09.2023
Zgłoszenie i oczekiwanie na odbiór PINB	22.09.2023	21	21.10.2023
Przygotowanie do odbiorów PIMB	22.10.2022	0	22.10.2022
Wykonanie wężła kogeneracyjnego wraz z magazynem gruntowym			
Wykonanie odwiertów	02.10.2022	86	30.01.2023
Podłączenia poziome	03.11.2022	63	30.01.2023
Wykonanie fundamentu pod kontenery	02.03.2023	10	15.03.2023
Budowa przyłącza energetycznego	05.11.2022	35	24.12.2022
Termin ostateczny dostawy stacji TRAFO	07.04.2023	1	07.04.2023
Budowa stacji TRAFO	07.04.2023	10	20.04.2023
Dostawa szaf PLC	07.04.2023	1	07.04.2023
Montaż kontenerów pomp ciepła	07.04.2023	24	10.05.2023
PLC. Wykonanie prac elektrycznych (w ramach ścieżki kryt.)	04.05.2023	19	30.05.2023
Dostawa jednostki kogeneracyjnej	15.05.2023	1	15.05.2023
Montaż jednostki kogeneracyjnej	16.05.2023	19	10.06.2023
Monitoring i IT	03.02.2023	85	01.06.2023
Próbne uruchomienie CHP, gaz do 1-godz. Testów CHP	16.10.2023	1	16.10.2023
Uruchomienie CHP i praca z rosnącą mocą (po 50% mocy)	17.10.2023	11	31.10.2023
Osiągnięcie 100% mocy CHP	01.11.2023	1	01.11.2023
30 dni pracy ciągłej kogeneratora z pełną mocą	02.11.2023	21	30.11.2023
Wykonanie przyłącza gazowego			
Położenie rury metodą - przecisków poziomych	02.11.2022	86	01.03.2023
Testy	03.11.2022	63	30.01.2023

Modernizacja węzłów i sieci ciepłownicze			
Modernizacja węzłów	05.05.2023	84	30.08.2023
Modernizacja i podłączenia do sieci	05.05.2023	84	30.08.2023



Rysunek 10. Harmonogram budowy Demonstratora Technologii

## 7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni

### 7.1. Skalowalność

Umieszczenie biogazowni poza obszarem miejskim pozwala na łatwe skalowanie potrzebnej mocy instalacji oraz istotnie zmniejsza ryzyko protestów mieszkańców. Biogazownia zasilana będzie zarówno osadem ze ścieków komunalnych, jak i odpadami komunalnymi wytwarzanymi na terenie miasta. W przypadku replikowania technologii jako wsad mogą zostać rozważone także inne substraty (np. odpady spożywcze czy obornik z najbliższych terenów wiejskich). Wybór substratów musi być dostosowany do lokalnych warunków i planowanej wielkości biogazowni.

Biogaz do układu kogeneracyjnego w mieście będzie doprowadzony rurociągiem. W mniejszych systemach kogenerator może zostać umiejscowiony bezpośrednio na terenie ciepłowni, skąd ciepło dostarczane będzie do zasilanych budynków. W większej skali sieć biogazowa będzie rozgałęziać się, a poszczególne osiedla będą wyposażone we własny układ kogeneratora, pomp ciepła i gruntowego magazynu ciepła. Kompleksowe węzły grupowe pozwolą zasilić odbiorców końcowych w ciepło, ciepłą wodę użytkową, energię elektryczną oraz chłód – przy czym chłód może zostać produkowany także w węźle indywidualnym w budynku odbiorców końcowych. Warto zauważyć, iż multiplikacja kompleksowych węzłów grupowych stanowi świetne rozwiązanie, które tworzy warunki do dalszego rozwoju sieci.

## 7.2. Replikowalność

W małych systemach ciepłowniczych Elektrociepłownia Biogazowa Euros Energy EHC Plant może pracować jako źródło centralne. Dla większych sieci ciepłowniczych bardziej opłacalne staje się zastosowanie kompleksowych węzłów grupowych zasilających poszczególne osiedla w ciepło, energię elektryczną i ewentualnie chłód. Kompleksowe węzły grupowe mogą zostać także zastosowane w okresach przejściowych transformacji energetycznej ciepłowni, która nie dysponuje wystarczającymi środkami na jednoetapową modernizację sieci ciepłowniczej.

Rozproszenie instalacji kogeneracyjnych zwiększa potencjał do dalszej rozbudowy sieci, a także pozwala na zmniejszenie strat przesyłowych. Zmniejszenie strat przesyłowych następuje także dzięki zmniejszeniu parametrów sieci do 70/50°C dla zapotrzebowania szczytowego i do 60/50°C w przypadku sezonu letniego.

Zastosowanie Elektrociepłowni Biogazowej Euros Energy EHC Plant jest dobrym rozwiązaniem zwłaszcza dla ciepłowni, które nie dysponują dużym terenem. Obszar potrzebnego na instalację EHC Plant jest niewielki, gdyż system charakteryzuje się dużą gęstością mocy.

Jednym z elementów, który świadczy o dobrej replikowalności technologii Euros Energy EHC Plant są niewielkie rozmiary biogazowni i bezodnorodność instalacji. Eksploatacja bieżąca agregatów kogeneracyjnych jest standardową procedurą, a zatem nie powinna sprawiać wykwalifikowanym pracownikom znaczących trudności. Kogenerator podlega kontroli serwisowej i konserwacyjnej dostawcy rozwiązania. Z kolei pompy ciepła są praktycznie w całości bezobsługowe. Pompy ciepła w Euros Energy EHC Plant zainstalowane w Kompleksowym Węźle Grupowym są sterowane w taki sposób, aby zmaksymalizować efektywność pracy. Proces sterowania odbywa się automatycznie, aczkolwiek użytkownik ma możliwość wpływu na działanie systemu przez panel operatorski na komputerze. Co więcej, pompy ciepła w układzie zasilane są energią elektryczną, co gwarantuje łatwość i szybkość ich włączania i wyłączenia.

Z perspektywy replikowalności niezwykle ważna jest także dostępność składowych (urządzeń) prezentowanej technologii. W przypadku EHC Plant praktycznie wszystkie elementy składowe (pompy ciepła, wymienniki gruntowe, silniki spalania wewnętrznego) są rozpowszechnione na poziomie komercyjnym. Co więcej, z uwagi na komercyjną dostępność zarówno poszczególnych urządzeń, jak i ich komponentów, nie wystąpi problem z ich zastępowalnością w przypadku ewentualnej awarii. Zarówno same urządzenia, jak i ich elementy są ustandaryzowane, co oznacza też brak uzależnienia



od jednego dostawcy. Ponieważ w systemie występują grupy pomp ciepła, awaria jednej z nich nie zaburzy pracy sieci ciepłowniczej. Z kolei w przypadku awarii jednostki kogeneracyjnej, do momentu jej usunięcia produkcja ciepła zostanie zapewniona przez pompy ciepła i wykorzystanie ciepła zgromadzonego w magazynie gruntowym.

Podobnie jak dostępność elementów składowych technologii, z punktu widzenia replikowalności niezwykle ważna jest dostępność substratów i nośników energii. System będzie podłączony do krajowej sieci elektroenergetycznej, ale pobór energii elektrycznej na potrzeby prac pomp ciepła będzie niewielki. W głównej mierze pompy ciepła będą zasilane przez kogenerator biogazowy. Oznacza to, że z perspektywy systemu dostarczany biogaz jest najważniejszym nośnikiem energii. Dlatego też kwestią kluczową przy replikacji EHC Plant pozostaje wybór i dostępność substratów do produkcji biogazu. Wybór wsadu do biogazowni powinien odbywać się w uwzględnieniu lokalnego rynku m.in. odpadów komunalnych, odpadów rolniczych.

Niezwykle korzystne w proponowanym rozwiązaniu jest zastosowanie jako substratu osadu nadmiernego z oczyszczalni ścieków – zwykle pozostającej własnością spółek miejskich.

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

Elektrociepłownia Biogazowa Euros Energy EHC Plant jest technologią, która pozwoli zbudować konkurencyjność ciepłownictwa systemowego. Głównymi elementami, które świadczą o atrakcyjności EHC Plant jako Elektrociepłowni Przyszłości, są:

- elastyczność pracy pozwalająca na płynne dostosowywanie się do zmieniającego się zapotrzebowania na ciepło i energii elektrycznej,
- zwiększenie wykorzystania energii odnawialnej w produkcji ciepła i energii elektrycznej
- możliwość świadczenia usługi sprzedaży chłodu dla odbiorców końcowych,
- możliwości sprzedaży energii elektrycznej i stabilizacji KSE.

EHC Plant charakteryzuje się elastyczną pracą, pozwalającą na płynne dostosowywanie się do zmiany zapotrzebowania na ciepło. Cecha ta jest prawdziwa także w przypadku długotrwałego obniżenia zapotrzebowania na energię u odbiorców końcowych – występującego na przykład w wyniku termomodernizacji budynków przyłączonych do sieci ciepłowniczej. Jest to możliwe dzięki wykorzystaniu grup pomp ciepła o mocach rzędu 50 i 100 kW w systemie o całkowitej mocy zainstalowanej jednego lub dwóch rzędów wyższej (np. 2 000 kW). Przy niższym zapotrzebowaniu na ciepło pracuje tylko część pomp ciepła w układzie. Co więcej, taka „dyskretyzacja” pozwala na wydłużenie czasu życia pomp ciepła przy długotrwałym zmniejszeniu się zapotrzebowaniu na energię w wyniku termomodernizacji. Zjawisko to można zaobserwować dzięki naprzemiennemu załączaniu się kolejnych pomp ciepła, które przełoży się na zmniejszenie sumarycznej liczby godzin przepracowanych przez poszczególne pompy ciepła, co z kolei wpłynie na wydłużenie ich żywotności.

Zmniejszenie zapotrzebowania na energię w wyniku termomodernizacji pozwala także na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw ciepła przez system oraz podniesienie jego efektywności. W przypadku pomp ciepła ich moc oraz efektywność zależą od zakresu wartości temperatury sieci ciepłowniczej i źródeł ciepła. Przy termomodernizacji budynków temperatura sieci cieplnej będzie mogła zostać obniżona. W sytuacji obniżenia temperatury sieci ciepłowniczej kogenerator więcej ciepła będzie mógł dostarczać do sezonowego magazynu gruntowego (dolnego źródła dla pomp ciepła), zwiększając jego temperaturę. W wyniku tego wydajność pomp ciepła wzrośnie, a zatem spadnie koszt dostarczanego ciepła. Częstsze ładowanie magazynu ciepła przez kogenerator spowoduje także zwiększenie udziału OZE w układzie.

System EHC Plant zapewnia również możliwość wprowadzenia oferty dystrybucji chłodu – zarówno dla systemu ciepłowniczego w wersji scentralizowanej, jak i wersji rozproszonej. W przypadku systemu scentralizowanego może ona świadczyć usługi chłodu po zamontowaniu w węźle ciepła u odbiorców końcowego dodatkowej pompy ciepła. Będzie ona mogła dostarczać chłód nawet, gdy reszta sieci ciepłowniczej będzie dostarczała ciepło na potrzeby ciepłej wody użytkowej. Ponadto, istnieją w Polsce systemy, w których zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową w sieci ciepłowniczej jest niewielkie – przykładem takiego układu jest system w Ostrowcu Świętokrzyskim. W takich miejscach do dystrybucji chłodu latem można wykorzystać system scentralizowany, natomiast u pojedynczych odbiorców, u których występuje zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową, pompy ciepła w węzłach ciepła wytwarzałyby ciepło na potrzeby c.w.u. Takie rozwiązanie pozwoliłoby na znaczące obniżenie strat przesyłowych ciepła w okresie letnim. Z kolei w przypadku sieci zarówno o niskim zapotrzebowaniu na ciepłą wodę użytkową, jak i braku zapotrzebowania na chłód, EHC Plant mógłby wykorzystywać sieć ciepłowniczą jako dolne źródło dla pomp ciepła produkujących c.w.u. w węzłach u odbiorców końcowych.

Elektrociepłownia Biogazowa Euros Energy EHC Plant może również oferować usługę stabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego, dzięki jednoczesnemu użyciu kogeneratora, pomp ciepła i magazynów energii. Częściowe bilansowanie systemu elektroenergetycznego przez EHC Plant, pozwoliłoby na szybsze i bezpieczniejsze instalowanie mocy wytwórczych OZE, które wymagają zapewnienia odpowiedniej elastyczności systemu. W przypadku niedoboru energii elektrycznej w KSE kogenerator będzie mógł pracować z pełnym obciążeniem dostarczając energię elektryczną do sieci elektroenergetycznej. W przypadku nadwyżki energii w sieci moc kogeneratora będzie mogła zostać zmniejszona na określony czas.

## 8. Obliczenia

### 8.1. Metodyka obliczeń

W każdym kroku czasowym symulacji sczytywane są strumienie energii przepływające pomiędzy komponentami Demonstratora. Dodatkowo przeprowadzany jest bilans zużycia i produkcji energii elektrycznej, który pozwala wyznaczyć wartość energii elektrycznej potrzebnej do zakupu, gdzie energia ze świadectwem pochodzenia stanowi 15% energii wprowadzanej do sieci ciepłowniczej.

lp.	Parametr	Źródło pozyskania
1	Produkcja energii elektrycznej w jednostce kogeneracyjnej	TRNSYS
2	Produkcja ciepła w jednostce kogeneracyjnej	TRNSYS
3	Produkcja energii elektrycznej w jednostce kogeneracyjnej pomocniczej	TRNSYS
4	Produkcja ciepła w jednostce kogeneracyjnej pomocniczej	TRNSYS
5	Ciepło z kogeneratora przekazane do sieci ciepłowniczej samodzielnie	post-processing
6	Ciepło z kogeneratora przekazane do sieci ciepłowniczej we współpracy z pompami ciepła	post-processing
7	Ciepło z jednostki kogeneracyjnej przekazane do niskotemperaturowego magazynu gruntowego	TRNSYS
8	Ciepło pobrane z dolnego źródła przez pompy ciepła	TRNSYS
9	Ciepło dostarczone do górnego źródła przez pompy ciepła	TRNSYS
10	Energia elektryczna potrzebna do zasilenia pomp ciepła	TRNSYS
11	Energia elektryczna potrzebna do zasilenia urządzeń pomocniczych	TRNSYS
12	Zakup energii elektrycznej na podstawie umowy PPA	Bilans energii
13	Zakup energii elektrycznej z KSE	Bilans energii
14	Straty do otoczenia z niskotemperaturowego magazynu gruntowego	TRNSYS
15	Straty do otoczenia z rurociągów sieci ciepłowniczej	TRNSYS

## 8.2. Udział OZE

Udział OZE wyliczany jest na podstawie wzoru  $OZE = \frac{\sum_{i=1}^{i=4} E_i}{\sum_{i=1}^{i=5} E_i}$  gdzie:

$E_1$  – energia elektryczna ze świadectwem pochodzenia zakupiona w ramach umowy PPA,

$E_2$  – energia elektryczna z kogeneratora wykorzystana do produkcji ciepła,

$E_3$  – ciepło pobrane z kogeneratora i przekazane na sieć ciepłowniczą,

$E_4$  – ciepło odebrane z sezonowych magazynów ciepła

$E_5$  – energia elektryczna zakupiona z KSE.

Ponieważ na cele pracy Demonstratora potrzebna jest jedynie niewielka ilość zakupionej energii, jej całość zakupywana jest ze świadectwem pochodzenia z odnawialnych źródeł energii. Oznacza to, że udział OZE w Demonstratorze zawsze wynosi 100%.

### 8.3. Bilans energetyczny

Kogenerator biogazowy rocznie produkuje 3 332 MWh energii elektrycznej (z czego 776 MWh przeznaczonych jest na potrzeby własne układu) oraz 4 062 MWh ciepła (z czego 1 307 MWh dostarczone jest w trybie pracy z pompami ciepła, a 2 755 MWh w trybie pracy samodzielnej).

Kogenerator pomocniczy produkuje 4 525 MWh ciepła na potrzeby biogazowni oraz 3 820 MWh energii elektrycznej, z czego 1 315 MWh jest przeznaczonych na potrzeby własne biogazowni.

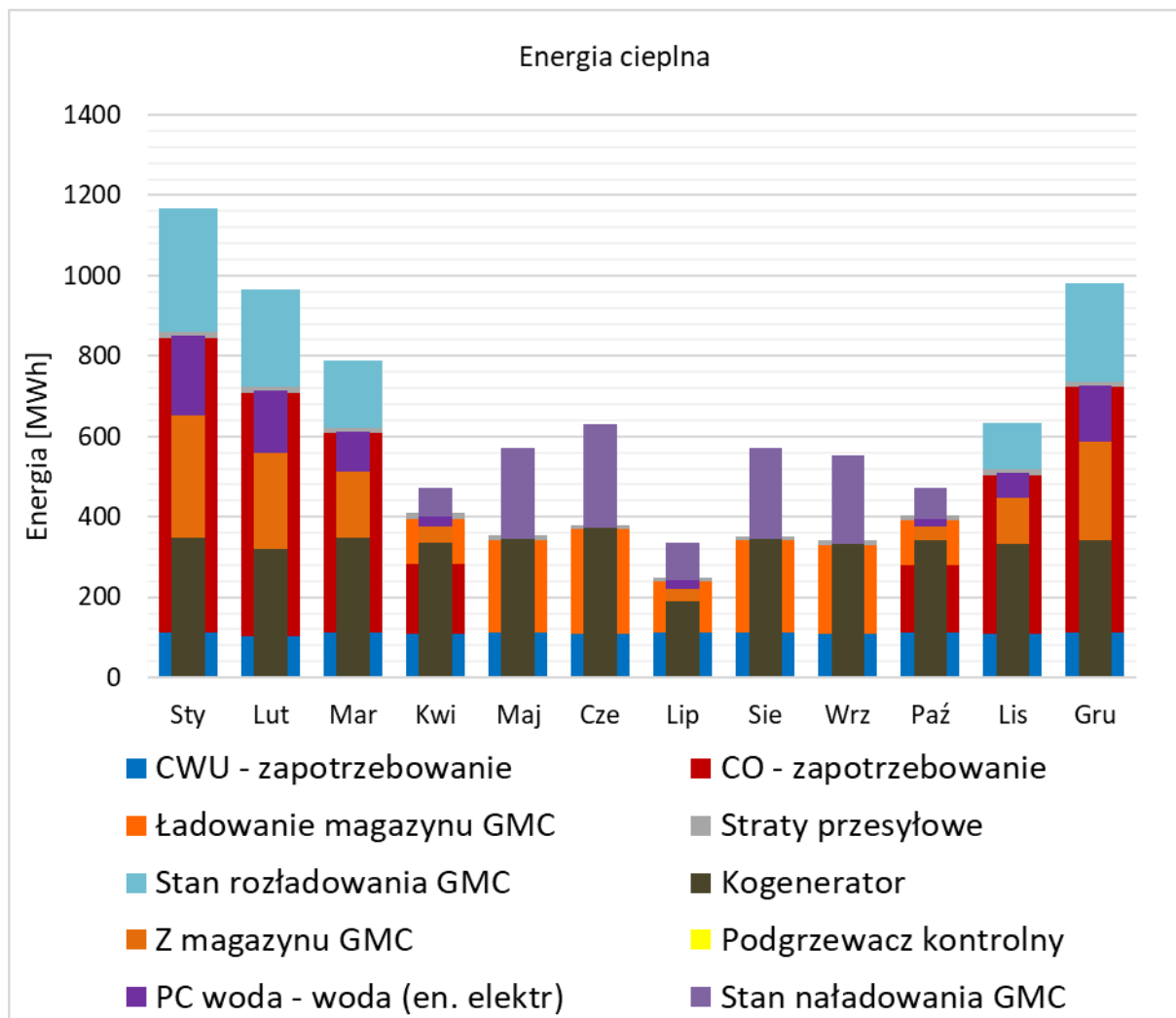
Produkcja energii elektrycznej przez oba kogeneratory przekłada się na sprzedaż 5 060 MWh energii elektrycznej.

Pompy ciepła z dolnego źródła ciepła (niskotemperaturowego magazynu gruntowego) rocznie pobierają ponad 1 307 MWh ciepła, a na potrzeby ich zasilenia dostarczane jest 692 MWh energii elektrycznej, co przekłada się na 1 862 MWh ciepła dostarczonego do sieci ciepłowniczej. 686 MWh energii elektrycznej zużywanej przez pompy ciepła produkowana jest przez kogenerator, a pozostałe 6 MWh potrzebnej energii elektrycznej kupowane jest ze świadectwem pochodzenia na podstawie umowy PPA. Konieczność zakupu energii elektrycznej występuje od grudnia do lutego w okresach szczytowego zapotrzebowania na ciepło.

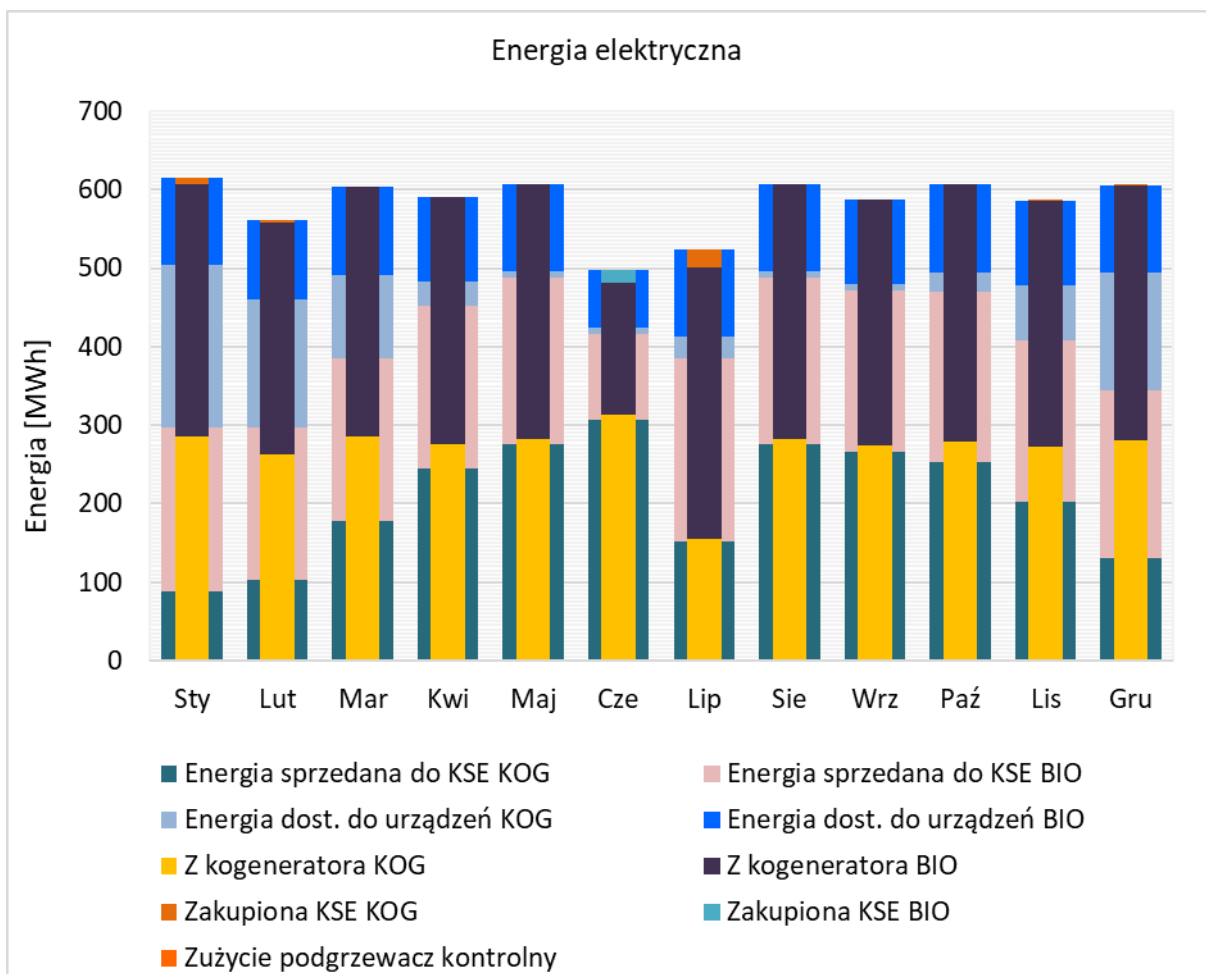
Do niskotemperaturowego magazynu gruntowego w ciągu roku dostarczane jest 1 307 MWh ciepła, straty do otoczenia wynoszą zaś około 28 MWh.

Na sieć ciepłowniczą dostarczane jest 4 617 MWh energii elektrycznej, z czego straty przesyłowe wynoszą 181 MWh.

Bilanse ciepła i energii elektrycznej w systemie przedstawiono, zgodnie z wytycznymi NCBR na rysunkach 11 i 12, oraz na kolejnych rysunkach 13-16.

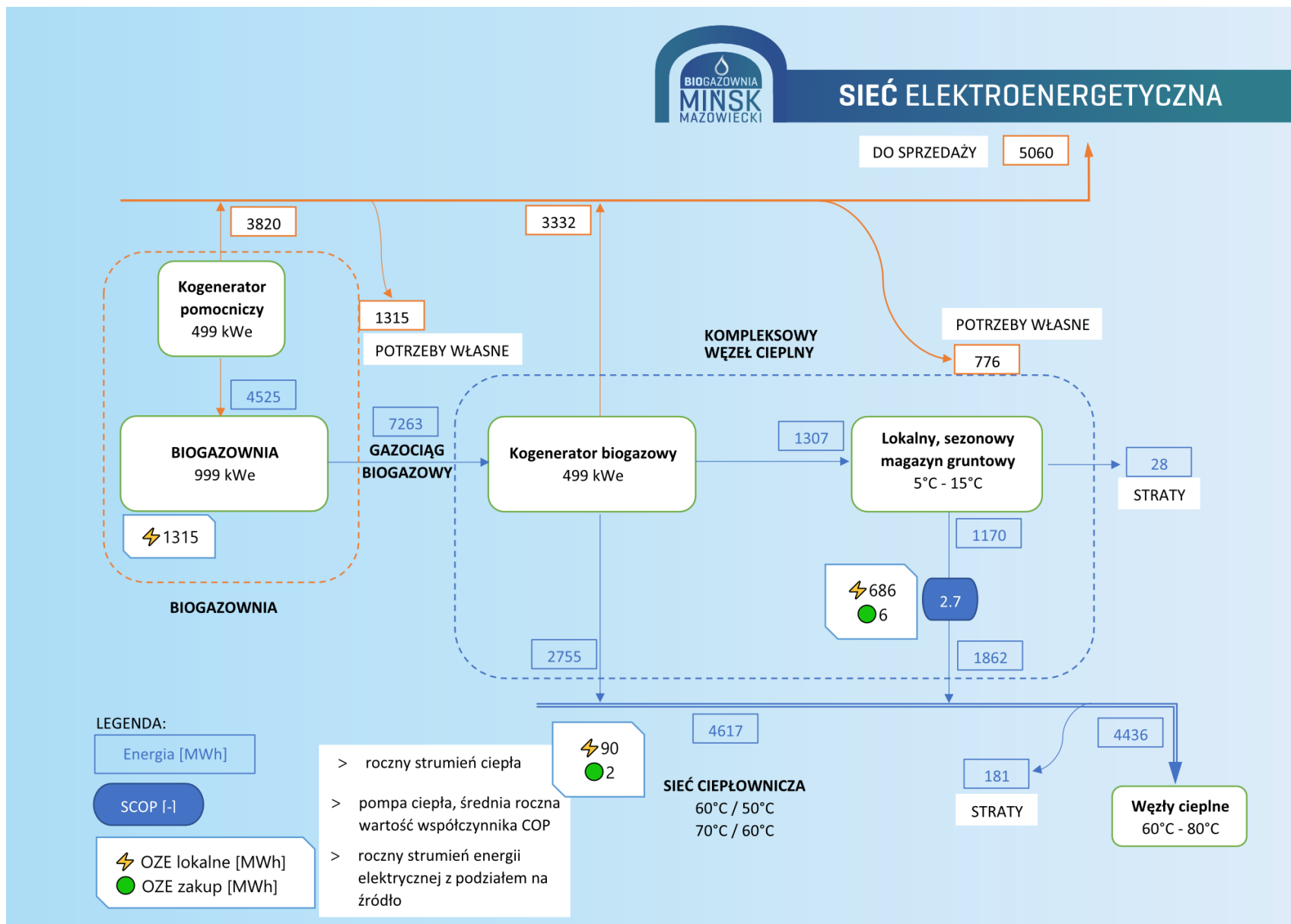


Rysunek 11. Bilans ciepła w ujęciu miesięcznym, według wytycznych NCBR.



Rysunek 12. Bilans miesięczny energii elektrycznej, według wytycznych NCBR.



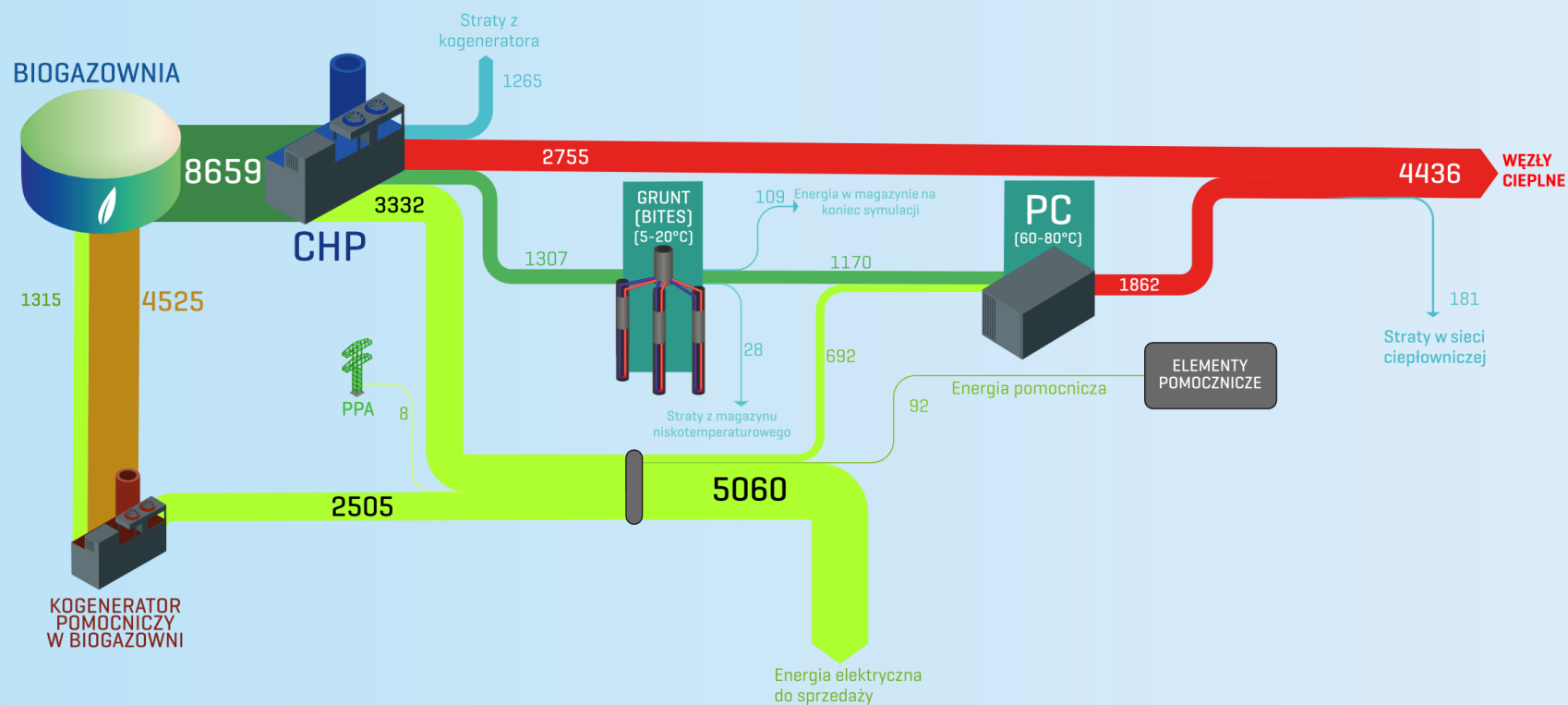


Rysunek 13. Schemat przedstawiający bilans energetyczny Demonstratora Technologii w Mińsku

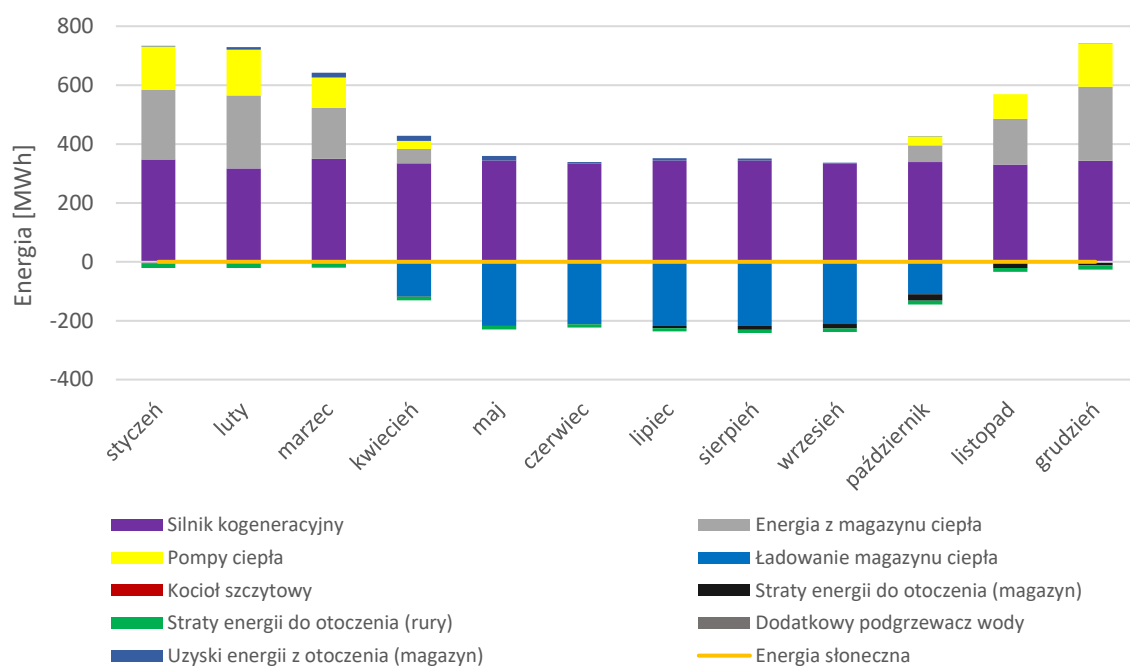


ELEKTROCIĘPŁOWNIA EURO ENERGY EHC LOCAL PLANT

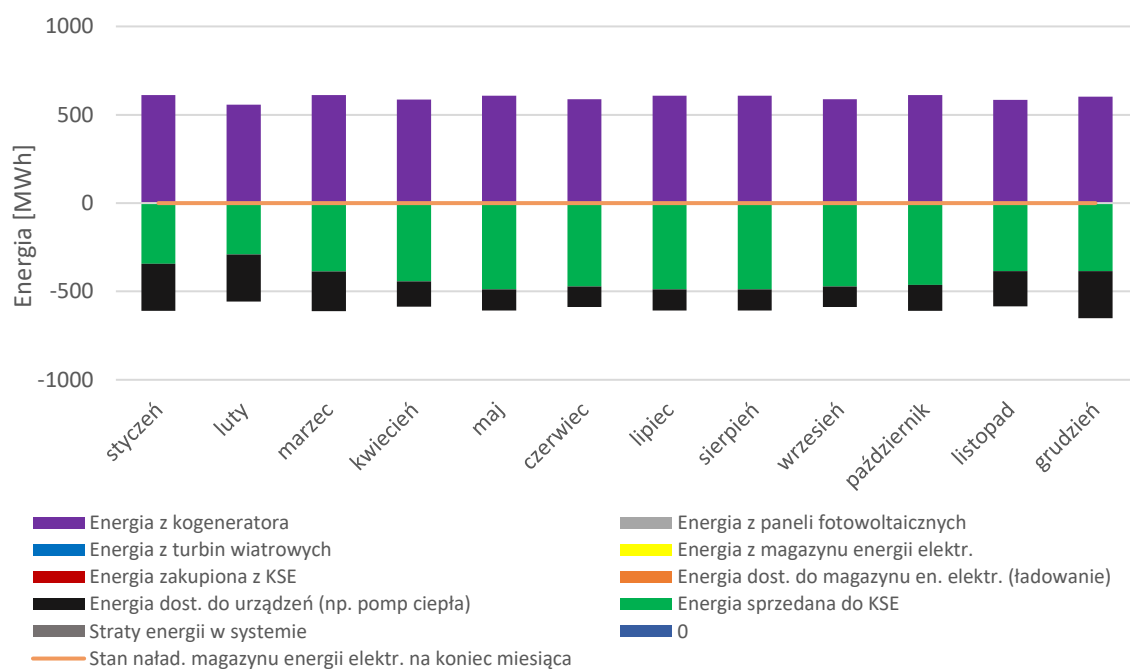
MWh/rok



Rysunek 14. Schemat Sankey'a dla Demonstratora Technologii



Rysunek 11 Roczny bilans ciepła



Rysunek 12 Roczny bilans energii elektrycznej

## 8.4. Analiza wrażliwości

W warunkach bazowych Demonstrator uzyskuje 100% udziału OZE w bilansie energetycznym, a LCOH (ang. Levelized Cost of Heating) kształtuje się na poziomie 57,59 zł/GJ. Efektywność ekonomiczna symulacji bazowej wynosi 6 198 147,19 zł w okresie 3-letnim.

Zmiana żadnego z analizowanych parametrów nie powoduje spadku udziału OZE, który dla każdego wariantu wynosi 100%.

Zdecydowanie największy wpływ na te wielkości ma zmiana wartości temperatury zasilania i powrotu sieci ciepłowniczej. Ich podwyższenie o 10°C wzrost LCOH do poziomu 58,42 zł/GJ oraz spadek efektywności ekonomicznej do poziomu 6 091 358,15 zł. Z kolei obniżenie o 10°C wiąże się ze spadkiem LCOH do 56,64 zł/GJ oraz wzrostem efektywności ekonomicznej do poziomu 6 305 689,83 zł. Biorąc pod uwagę tendencje do termomodernizacji budynków i obniżania parametrów sieci ciepłowniczych, technologia Euro Energy EHC Plant w przyszłości będzie jeszcze bardziej efektywna.

Znaczące oddziaływanie na układ będzie miała także zmiana zapotrzebowania na ciepło. Zmniejszenie popytu na ciepło o 20% nie wpłynie znacząco na LCOH (57,56 zł/GJ), a wpłynie pozytywnie na efektywność ekonomiczną (6 284 224,36 zł).

Tabela 6 Wpływ parametrów Demonstratora Technologii w Mińsku na wielkość udziału OZE, efektywności ekonomicznej oraz LCOH

Parametr	Zmiana parametru	Efektywność ekonomiczna [zł/3 lata]	Udział OZE	LCOH [zł/GJ]
Temp. zasilania i powrotu sieci ciepłowniczej	Bazowa -10K	<b>6 305 689,83</b>	100%	56,64
	Bazowa +10K	<b>6 091 358,15</b>	100%	58,42
Roczne zapotrzebowanie na ciepło	Bazowa -20%	<b>6 284 224,36</b>	100%	57,56
	Bazowa +20%	<b>6 093 782,67</b>	100%	57,49
Wydajność pompy ciepła	Bazowa -10%	<b>6 040 438,85</b>	100%	58,83
	Bazowa +10%	<b>6 126 432,15</b>	100%	58,13
Objętość magazynu ciepła	Bazowa -20%	<b>6 198 926,75</b>	100%	57,59
	Bazowa +20%	<b>6 197 581,03</b>	100%	57,59
Izolacyjność magazynu ciepła	Bazowa -50%	<b>6 210 511,08</b>	100%	57,38

	Bazowa +100%	<b>6 188 291,70</b>	100%	57,71
Izolacyjność sieci ciepłowniczej	Bazowa -25%	<b>6 199 051,67</b>	100%	57,58
	Bazowa +50%	<b>6 195 846,72</b>	100%	57,62
Sprawność generacji energii - kogenerator	Bazowa -20%	<b>6 080 393,82</b>	100%	58,54
	Bazowa -10%	<b>6 198 147,19</b>	100%	57,59
Przerwa na konserwację każdego kogeneratorsa	Bazowa -20%	<b>5 856 226,90</b>	100%	58,17
	Bazowa -10%	<b>5 466 388,93</b>	100%	59,07

## 9. Bezpieczeństwo

Największym zagrożeniem dla działania Demonstratora Technologii byłoby wystąpienie deficytu substratów do produkcji biogazu zasilającego jednostkę kogeneracyjną.

Tabela 7 Zestawienie potencjalnych zagrożeń uniemożliwiających poprawną pracę Demonstratora Technologii

Zagrożenie	Szansa wystąpienia	Działania adaptacyjne
Brak dostępności substratu do biogazowni.	Niska	Zakup innego substratu (np. odpadów przemysłowych) z dalszych lokalizacji.
Uszkodzenie rurociągu transportującego biogaz uniemożliwiający jego dostarczenie do ciepłowni.	Marginalna	Wykorzystanie niskotemperaturowego magazynu gruntowego jako dolnego źródła ciepła dla pomp ciepła oraz zakup energii elektrycznej z KSE – do czasu naprawy rurociągu.
Awaria agregatu kogeneracyjnego.	Niska	Wykorzystanie niskotemperaturowego magazynu gruntowego jako dolnego źródła ciepła dla pomp ciepła oraz zakup energii elektrycznej z KSE – do czasu naprawy agregatu kogeneracyjnego.
<b>Emisja związków odorogennych do atmosfery</b>	Marginalna	Podjęcie działań umożliwiających ponowne zapewnienie szczelności w hali, do której dostarczane są substraty

## 10. Informacje dodatkowe

### **Pomiary TRT**

Przy dużych projektach obejmujących gruntowe magazyny ciepła racjonalnym działaniem jest wykonanie testów reakcji termicznej (w skrócie TRT), które pozwalają określić parametry cieplne gruntu. Jednak w obecnych uwarunkowaniach prawnych wykonanie pomiaru TRT wymaga przejścia identycznego procesu formalno-prawnego co cały projekt. Znacząco wydłuża to czas całej inwestycji bądź w ogóle zniechęca inwestorów do przeprowadzenia pomiarów TRT. Wykonawca apeluje zatem o uproszczenie i przyspieszenie procesu formalnego związanego z prostymi pomiarami TRT wykonywanymi na potrzeby budowy niskotemperaturowych magazynów gruntowych.

### **Decyzja o warunkach przyłączenia**

Przy obecnych uwarunkowaniach formalno-prawnych czas wydania Decyzji o warunkach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wynosi aż 180 dni, co przekłada się na znaczne wydłużenie czasu całego projektu. Z uwagi na to, że Technologia Euros Energy EHC Plant cechuje się wysoką sterowalnością oraz autokonsumpcją energii elektrycznej wyprodukowanej z lokalnych źródeł OZE, jej integracja z systemem elektroenergetycznym nie będzie wprowadzać takiej niestabilności produkcji energii jak zależne od warunków pogodowych farmy fotowoltaiczne czy farmy wiatrowe. Wykonawca apeluje zatem o wydawanie decyzji o warunkach przyłączenia w trybie przyspieszonym trwającym maksymalnie 60 dni.

### **Model biznesowy przedsiębiorstw ciepłowniczych**

W obecnym modelu biznesowym ciepłownictwa systemowego występuje konflikt interesów pomiędzy celami biznesowymi przedsiębiorstw ciepłowniczych a unijnymi celami poprawy efektywności energetycznej i zmniejszenia wpływu sektora energetycznego na środowisko. Polskie systemy ciepłownicze maksymalizują zyski poprzez zwiększanie sprzedaży ciepła, która na ten moment nierozdzielnie związana jest z emisją zanieczyszczeń i CO<sub>2</sub>. Rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych spada, a niespełnienie warunku efektywnego systemu ciepłowniczego uniemożliwia im uzyskanie dotacji oraz preferencyjnych pożyczek. Brak wolnych środków finansowych oraz ograniczenie dostępu do pomocy publicznej utrudnia realizację inwestycji w nowoczesne technologie i transformację sieci ciepłowniczych w sieci nisko- i zeroemisyjne, co z kolei prowadzi do wzrostu cen ciepła i stopniowej utraty klientów.

Sytuacja ta może oznaczać konieczność wypracowania całkowicie nowego modelu biznesowego dla krajowego ciepłownictwa. Model taki przedstawiło Forum Energii w raporcie „Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości. Nowy model biznesowy” [20].

Zaproponowany model biznesowy miałby opierać się na opłatach za komfort cieplny, które byłyby pobierane za utrzymanie średniej temperatury w budynkach w ustalonym zakresie temperatur. Podstawą jej naliczania byłaby umowa komfortu cieplnego zawierana pomiędzy PEC-em a gestorem zasobów mieszkaniowych. Opłata pokrywałaby koszty energii elektrycznej potrzebnej do pracy pomp ciepła, koszty amortyzacji, koszty konserwacji urządzeń, koszty licencyjne zdalnego systemu monitorowania i zarządzania temperaturą w budynkach oraz koszty ogólne PEC-u. Opłata za komfort cieplny byłaby stała w czasie (tzn. niezależna od ilości zużywanej energii), jednak mogłaby aktualizowana w cyklu rocznym w przypadku zmian rynkowych cen energii elektrycznej.

Równolegle byłaby przeprowadzona transformacja systemu ciepłowniczego, opierająca się na głębokiej termomodernizacji budynków oraz modernizacji sieci ciepłowniczych. Po przeprowadzeniu niezbędnych działań inwestycyjnych budynki byłyby obsługiwane przez niezależne sieci niskotemperaturowe zasilane indywidualnymi źródłami ciepła (np. pompami ciepła). Centralna ciepłownia miałaby być zastąpiona przez kilkanaście niezależnych systemów zarządzanych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze. Potrzebne projekty zostałyby sfinansowane kredytem zaciągniętym przez PEC, który następnie zostałby oddłużony przez Fundusz Wykupu Wierzytelności. Zakres modernizacji w budynkach określony byłby w umowie zawartej pomiędzy PEC-em a gestorem zasobów mieszkaniowych. Opłata modernizacyjna miałaby być ponoszona przez spółdzielnie mieszkaniowe, a jej wielkość byłaby określona indywidualnie dla każdego budynku i pobierana w okresie 20 lat od daty zakończenia termomodernizacji budynku. W momencie cesji opłaty byłyby windykowane przez PEC w imieniu Funduszu Wykupu Wierzytelności, który wypłacałby wynagrodzenie PEC-owi za świadczone usługi rozliczeniowe.



## 11. Dane Wykonawcy

### 11.1. Dane adresowe oraz rejestrowe

Euros Energy Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością z siedzibą w Koprkach, przy ul. Macieja Rataja 4F, 05-850 Koprki, wpisana do Rejestru Przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XIV Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000363994, o numerze identyfikacji podatkowej 5242717218, REGON: 142488767 kapitał zakładowy w wysokości 530 450,00 złotych

[www.eurosenenergy.com](http://www.eurosenenergy.com)

[info@eurosenenergy.com](mailto:info@eurosenenergy.com)

### 11.2. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej

Firma Euros Energy Sp. z o. o. to producent pomp ciepła, a także projektant i wykonawca systemów energetycznych opartych o pompy ciepła. W obecnej formie prawnej funkcjonuje na rynku od ponad 11 lat, jednakże doświadczenie pracowników odpowiedzialnych za technologię pomp ciepła przekracza 20 lat. Prezesem firmy jest doświadczony finansista, wiceprezesem -doktor nauk inżyniersko-technicznych. To połączenie gwarantuje zarówno przemyślaną inżynierię finansową oraz sprzedażową, jak i wysoki poziom zaawansowania i innowacyjności technicznej.

Od początku powstania firmy specjalizuje się ona w inwestycjach opartych o pompy gruntowe w skali od kilku kW do ponad 600 kW. Wdrażane instalacje dotyczą zarówno przemysłu, hoteli, budynków wielorodzinnych, biurowców jak i domów jednorodzinnych. Systemy energetyczne Euros Energy Sp. z o. o. wykorzystują pompy ciepła do dostarczania energii w instalacjach przemysłowych m.in. na potrzeby pasteryzacji mleka przy jednoczesnym dostarczaniu chłodu do mroźni i chłodni, w których przechowywane są produkty mleczarskie. Chłodzą także linie produkujące pojemniki na kosmetyki przy jednoczesnym ogrzewaniu budynków biurowych ciepłem odzyskanym z wtryskarek. Grzeją i chłodzą: akademiki, biurowce, hotele, pałace, kościoły, a także zakład produkcji jachtów, czy też muzeum. Najstarsze instalacje pracują od ponad dekady. Największą natomiast instalację, gdzie firma Euros

Energy Sp. z o. o. wygrała przetarg na wykonanie kompletnego systemu energetycznego wraz z pompami ciepła stanowi system energetyczny w Muzeum Józefa Piłsudskiego w Sulejówku.

Od dwóch lat firma Euros Energy Sp. z o. o. dostarcza powietrzne pompy ciepła do koncernu Innogy, obecnie E.ON, których już setki funkcjonują u zadowolonych klientów w sektorze budownictwa jednorodzinnego.

Ponadto, Euros Energy Sp. z o. o. opiera swoją przewagę rynkową nie tylko na wieloletnim doświadczeniu i licznie wykonanych instalacjach zarówno w przemyśle jak ogrzewnictwie. Dział Badawczo-Rozwojowy tworzą absolwenci najlepszych wydziałów technicznych w kraju. Wyróżnia się tutaj wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej, na którym według Rankingu Perspektyw znajduje się najlepszy kierunek kształcący energetyków w ostatniej dekadzie w Polsce. Poza Prezesem, w samej kadrze B+R znajdują się kolejni doktorzy, których dysertacje dotyczyły ściśle technologii OZE. Dział ten charakteryzuje wysoki poziom merytoryczny zarówno w obszarze energetyki, automatyki jak i mechaniki. Ponadto, Euros Energy Sp. z o. o. dysponuje pełnym zapleczem laboratoryjnym, z komorami kalorymetrycznymi i komorą bezchłową na czele. Firma ta ma bogate doświadczenie w prowadzeniu projektów badawczych finansowanych przez NCBR. W chwili obecnej prowadzi ich sześć. Może się także pochwalić dwunastoma patentami w zakresie konstrukcji pomp ciepła i systemów energetycznych je wykorzystujących.

Powyższe cechy i doświadczenie firmy Euros Energy Sp. z o. o. przekładają się na wysokie tempo rozwoju tej firmy i wzrost jej konkurencyjności na rynku producentów dla sektora energetyki. Firma w stu procentach z polskim kapitałem.

Firma Euros Energy ma szerokie kompetencje i wieloletnie doświadczenie w obszarach:

- 1) projektowania, produkcji, sterowania oraz optymalizacji pracy pomp ciepła gruntowych oraz wieloźródłowych i wysokotemperaturowych
- 2) magazynowania energii, w szczególności w gruncie – obejmujące krótkoterminowe magazynowanie chłodu oraz ciepła;
- 3) profilowania zapotrzebowania budynków na ciepło i chłód oraz na moc szczytową,
- 4) projektowania i/lub budowania magazynów ciepła, tj. badawczy gruntowy magazyn energii w siedzibie firmy Euros Energy Sp. z.o.o.,
- 5) prowadzenia prac badawczo-rozwojowych związanych z urządzeniami odnawialnych źródeł energii i/lub magazynowaniem ciepła,

- a. realizacja projektu badawczo-rozwojowego POIR.01.02.00-00-0355/16 „EnergyStore: Kształtowanie profilu zapotrzebowania na moc elektryczną przy jednoczesnej oszczędności zużycia energii i jej kosztu bez ingerencji w profil zapotrzebowania na energię użytkową” w ramach konkursu IUSER NCBR; (2017-2020, budżet projektu 9.5 mln pln)
  - b. realizacja projektu badawczo-rozwojowego POIR.01.01.01-00-1525/19-00 „Dok energetyczny dla budynków wielorodzinnych” uzyskanego w ramach konkursu Szybka Ścieżka Urządzenia Grzewcze NCBR (2021-2023, budżet projektu 6.5 mln pln)
  - c. realizacja projektu „Opracowanie technologii wytwarzania kompaktowych ogrzewaczy ciepłej wody użytkowej z pompą ciepła” w ramach programu GEKON (2015-2016, budżet projektu 3.8 mln pln)
- 6) produkcji urządzeń wentylacyjnych i rekuperatorów:
- a. wdrożenie do produkcji innowacyjnych rekuperatorów z wymiennikiem miedzianym dla odbiorców indywidualnych (EUROS 300, 500, 700, 900)
  - b. wdrożenie do produkcji przemysłowych central wentylacyjnych z wymiennikiem miedzianym EUROS PRO

### 11.3. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej

Firma Euro Energy wykonała szereg inwestycji w zakresie maszynowni pomp ciepła dla produkcji ciepła, ciepłej wody użytkowej i chłodu dla budynków mieszkaniowych i użytkowych oraz obiektów przemysłowych w połączeniu z magazynowaniem ciepła lub chłodu, w szczególności:

- 1) instalacja gruntowych pomp ciepła o łącznej mocy 0,7 MW w nowej siedzibie Muzeum im. Marszałka Józefa Piłsudskiego w Sulejówku dostarczająca całość zapotrzebowania na ciepło i chłód,
- 2) instalacja gruntowych pomp ciepła o mocy 0,4 MW dla fabryki kosmetyków Bell Sp. z o.o. w Józefowie dostarczająca ciepło i chłód,
- 3) inne przedstawione na stronie internetowej: <https://euroenergy.com/projekty/>
- 4) wdrożenie DARMOmodernizacji – głębokiej termomodernizacji bloków mieszkaniowych z lat 70 i 80 połączonych z odcięciem od sieci ciepłowniczej i instalacją maszynowni ciepłochłodniczej pomp ciepła. DARMOmodernizacja obejmuje:
  - a. zainstalowania maszynowni pomp ciepła dla bloków mieszkalnych połączonych z głęboką termomodernizacją budynków,
  - b. wymianę wszystkich grzejników na klimakonwektory,
  - c. zastosowanie gruntowego magazynu energii co umożliwi dostarczanie mieszkańcom darmowego chłodu,
  - d. zasilenie maszynowni energią elektryczną z paneli fotowoltaicznych umieszczonych na dachu budynku,
  - e. osiągnięcie bilansowej samowystarczalności energetycznej budynku w obszarze ogrzewania, ciepłej wody użytkowej i chłodzenia,
  - f. odłączenie od sieci ciepłowniczej.

Przykładowe wdrożenie w miejscowości Zwolen na osiedlu Bogusza. Więcej informacji na stronie <https://darmomodernizacja.pl/>

## 11.4. Informacje o Zespole Projektowym



### **Dr inż. Tomasz Walczak – Wiceprezes, CTO**

Dr inż. Tomasz Walczak jest założycielem i wiceprezesem firmy Euros Energy Sp. z o.o.. Specjalizuje się w obszarze efektywności energetycznej budownictwa. Posiada wieloletnie doświadczenie w zakresie systemów wentylacji z odzyskiem ciepła, pomp ciepła, systemów chłodniczych jak również systemów automatyki i sterowania. Jako prezes Euros Energy do 2020 roku prowadził szereg dużych projektów wdrożeniowych - m.in. maszynowni zasilającej w ciepło, ciepłą wodę użytkową i chłód nowy budynek Muzeum im. Marszałka Józefa Piłsudskiego w Sulejówku oraz instalacji gruntowych pomp ciepła dla fabryki kosmetyków Bell Sp. z o.o. w Józefowie (<https://eurosenergy.com/projekty/>). Od kwietnia 2020 jako wiceprezes Euros Energy skupiony jest na poszerzaniu innowacyjnych zastosowań pomp ciepła: zarówno w budownictwie mieszkalnym (<https://darmomodernizacja.pl/>), jak i w przemyśle (mleczarnia Turvita w miejscowości Turna).

Dr inż. Tomasz Walczak ma także doświadczenie w obszarze badań i rozwoju. Pod jego nadzorem w okresie ostatnich 5 lat w Euros Energy przeprowadzono projekty B+R, które pozwoliły na wprowadzenie do produkcji szeregu innowacyjnych produktów (typoszeregu modułowych pomp ciepła dużej mocy EUROS GEO PRO do zastosowań przemysłowych, typoszeregu powietrznych pomp ciepła EUROS ATMO i gruntowych pomp ciepła EUROS GEO, kompaktowego ogrzewacza c.w.u. z pompą ciepła). Dr inż. Tomasz Walczak zarządzał również, zgodnie z metodologią PRINCE2, dwoma dużymi projektami B+R współfinansowanymi ze środków publicznych:

- 1) „Opracowanie technologii wytwarzania kompaktowych ogrzewaczy ciepłej wody użytkowej z pompą ciepła” realizowanym we współpracy z Politechnika Warszawską w ramach programu GEKON. Projekt został zakończony pozytywnie
- 2) „Kształtowanie profilu zapotrzebowania na moc elektryczną przy jednoczesnej oszczędności zużycia energii i jej kosztu bez ingerencji w profil zapotrzebowania na energię użytkową”.

Dr inż. Tomasz Walczak jest twórcą nowego typu wymiennika ciepła objętego ochroną Urzędu Patentowego RP. Jest współautorem jednego wzoru użytkowego (RWU.066391) oraz czterech zgłoszeń patentowych (P419954, P419955, P419956, P419555)



### **Dr Kamil Kwiatkowski – Dyrektor ds. Projektów Badawczych**

Dr Kamil Kwiatkowski w roku 2007 uzyskał na Wydziale Fizyki UW stopień magistra fizyki na specjalizacji „Fizyka środowiska”, a w 2013 roku obronił, także na Wydziale Fizyki UW, rozprawę doktorską pt. „Dynamika procesu zgazowania i spalania otrzymanego gazu”. Doktorat, obroniony z wyróżnieniem, jest przykładem doktoratu przemysłowego wspieranego przez Fundację na rzecz Nauki Polskiej w ramach grantu VENTURES na rozwój badań o dużym potencjale aplikacyjnym. Badania obejmowały optymalizację innowacyjnej przemysłowej instalacji zgazowania biomasy o mocy cieplnej 3.5 MW. Praca nagrodzona w VI edycji konkursu „Innowator Mazowsza”.

Praca naukowa i prace rozwojowe prowadzone przez dr Kamila Kwiatkowskiego są skupione jest wokół procesów pozyskiwania energii i zrównoważonego rozwoju. Zakres pracy dr Kamila Kwiatkowskiego obejmuje modelowanie numeryczne i optymalizacje, prace eksperymentalne i badania oraz wdrożenia przemysłowe.

Dr Kamil Kwiatkowski był związany z Wydziałem Fizyki oraz Interdyscyplinarnym Centrum Modelowania UW, gdzie koordynował realizację polskiej części projektu europejskiego EuHIT European High-Performance Infrastructures in Turbulence. W interdyscyplinarnym projekcie ShaleSeq badał możliwości pozyskania gazu ziemnego poprzez sekwestrację dwutlenku węgla w złożach formacji łupkowych, we współpracy z Państwowym Instytutem Geologicznym oraz PGNiG. Dr Kamil Kwiatkowski brał również udział w programie strategicznym Narodowego Centrum Badań i Rozwoju dotyczącym zgazowania trudnoutylizowalnych odpadów biomasowych, pracując m.in. nad rozwojem instalacji przemysłowej w Szepietowie.

W latach 2014-2017 Dr Kamil Kwiatkowski był zastępcą dyrektora Uniwersyteckiego Centrum Badań nad Środowiskiem Przyrodniczym i Zrównoważonym Rozwojem (UCBS UW) oraz członkiem Rady Naukowej Międzywydziałowych Studiów Ochrony Środowiska UW. Był również członkiem grup i zespołów eksperckich m.in. grupy eksperckiej „Lokalny wymiar energii” działającej w ramach Zespołu do spraw Rozwoju Przemysłu Odnawialnych Źródeł Energii i Korzyści dla Polskiej Gospodarki przy Ministrze Klimatu, Zespołu ds. Ekonomicznych działającego w ramach Sieci Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej.

Od ponad trzech lat Dr Kamil Kwiatkowski prowadzi i koordynuje badania przemysłowe i prace rozwojowe w firmie Euro Energy w obszarze magazynowania energii cieplnej w gruncie, optymalnego wykorzystania pomp ciepła oraz analiz techniczno-ekonomicznych dla dużych i niestandardowych projektów wdrożenia pomp ciepła oraz integracji pomp ciepła z innymi technologiami. Od roku 2021 pełni rolę Dyrektora ds. Projektów Badawczych.

Indeks Hirscha wg. Scopus: 9, ponad 300 cytowań,

<https://www.scopus.com/authid/detail.uri?authorId=25723272100>

Indeks Hirscha wg ReserchGate: 9, 370 cytowań, ponad 18 800 przeczytań,

<https://www.researchgate.net/profile/Kamil-Kwiatkowski/scores>



#### **Dr inż. Marcin Bugaj – Kierownik Laboratorium B+R**

Dr inż. Marcin Bugaj od 2013 roku pracuje jako Adiunkt na Politechnice Warszawskiej, w latach 2016-2019 zajmował stanowisko Kierownika Laboratorium Energetyki Odnawialnej – Technik Słonecznych i Pomp Ciepła w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN, a od roku 2019 pełni rolę Kierownika Laboratorium B+R w Euros Energy.

W ramach pracy na Politechnice Warszawskiej pracował przy budowie tzw. „żywego laboratorium” – instalacji energetycznej zasilającej rzeczywisty obiekt przy ulicy Janka Bytnara „Rudego” 25. Instalacja składa się z dwóch pomp ciepła, kolektorów płaskich, kolektorów próżniowych, kolektorów PVT, instalacji PV oraz węzła ciepłowniczego. Dr inż. Marcin Bugaj opracował i wdrożył algorytm współpracy pomp ciepła oraz węzła cieplnego.

Dr inż. Marcin Bugaj w Centrum Badawczym Polskiej Akademii Nauk pełnił rolę głównego energetyka ds. ciepła i chłodu oraz kierował Laboratorium Technik Słonecznych i Laboratorium Pomp ciepła. W ramach swojej pracy zarządzał wieloźródłowym systemem energetycznym, a także dokonał implementacji autorskich algorytmów do zarządzania pracą poszczególnych źródeł oraz całego systemu. Dr inż. Marcin Bugaj projektował i nadzorował wykonanie nowych stanowisk badawczych. Wyróżniony nagrodą Dyrektora IMP PAN za wybitny wkład w rozwój Instytutu. Co więcej, w wyniku współpracy Dr inż. Marcina Bugaja z KEZO CB PAN oraz z Profesorem Lundem z Aalborg University powstało kilka nowatorskich prac badawczych i publikacji. Ponadto Dr inż. Marcin Bugaj jest autorem szeregu publikacji dotyczących modelowania kolektorów słonecznych wraz z walidacją ich modeli matematycznych, optymalizacji konstrukcji PVT w systemach regeneracji gruntowych wymienników ciepła oraz oceny jakości systemów fotowoltaicznych, a także wieloźródłowych systemów opartych o odnawialne źródła energii służących do poligeneracji (m.in. „Adsorption chiller in a combined heating and cooling system: simulation and optimization by neural networks”, Bulletin of the Polish Academy of Sciences, Technical Sciences, 2021; „Optimization of PVT geometry in application of ground heat source regeneration”, W: COMPUTATIONAL TECHNOLOGIES IN ENGINEERING (TKI'2018); „Experimental study on the operating characteristics of a carbon dioxide transcritical heat pump combined with a single stage two-bed adsorption chiller and a PV installation in a low thermal district heating system”: A case study, W: 4th International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating: Book of Abstracts; „Assessment of primary energy savings through implementation of solar and heat pump hybrid in Warsaw district heating system”, W: Book of abstracts: 3rd International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating)

Obecnie Dr inż. Marcin Bugaj jest kierownikiem laboratorium pomp ciepła w firmie Euros Energy oraz Kierownikiem prac B+R dot. lokalnego, mobilnego doku energetycznego opartego o pompy ciepła. Na co dzień zajmuje się konstrukcją i badaniem nowych pomp oraz opracowywaniem systemów energetycznych i ich algorytmów sterowania.



**mgr inż. Jakub Garbacik – inżynier ds. modelowania TRNSYS**

Jakub Garbacik w 2019 roku uzyskał tytuł zawodowy magistra inżyniera na kierunku Mechanika i Budowa Maszyn realizowanym na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej. Pracę dyplomową pt. *Analiza numeryczna urządzenia do minimalizacji wysokości warstwy przyściennej w tunelu aerodynamicznym* obronił z wynikiem bardzo dobrym. Podczas studiów zafascynowało go modelowanie numeryczne. Swoje doświadczenie zdobywał w Studenckim Kole Aerodynamiki Pojazdów, gdzie miał możliwość wykorzystania modelowania numerycznego do wyznaczenia oporów aerodynamicznych pojazdu Kropelka 2.0 o minimalnym zużyciu paliwa, a następnie walidacji wyników w tunelu aerodynamicznym.

Pod koniec 2018 roku dołączył do zespołu badawczo-rozwojowego Euros Energy, gdzie uczestniczył w projekcie badawczym „Kształtowanie profilu zapotrzebowania na moc elektryczną przy jednoczesnej oszczędności zużycia energii i jej kosztu bez ingerencji w profil zapotrzebowania na energię użytkową”. W pracach badawczych odpowiadał za modelowanie numeryczne dolnego źródła gruntowych pomp ciepła. Wynikiem jego prac było opracowanie koncepcji Gruntowego Magazynu Energii, czyli wykorzystanie gruntowego wymiennika pionowego jako krótkoterminowego magazynu ciepła. Wyniki prezentował na konferencjach:

1. The 13th International Energy Agency Heat Pump Conference, Jeju, Korea, April 26 - 29, 2021

<https://hpc2020.org/>

Kamil Kwiatkowski, Jakub Garbacik, Tomasz Walczak

Initial stage of Thermal Response Tests combined with transient numerical model – a foundation of short-term ground storage of cold for effective cooling of office buildings”,

Publikacja artykułu naukowego w proceedingsach konferencyjnych, papier #351, strony 1898-1907

2. VII Ogólnopolski Kongres Geotermalny 2021 <https://kongresgeotermalny.pl/>

Kamil Kwiatkowski, Jakub Garbacik, Tomasz Walczak

„Od gruntowych wymienników ciepła do gruntowego magazynu energii”

Publikacja rozszerzonego abstraktu w materiałach konferencyjnych w języku polskim i angielskim.

Od 2021 roku pracuje nad rozwojem koncepcji wielkoskalowych systemów ciepłowniczych opartych o OZE. Wykonuje prototypy rozwiązań, tworząc modele w Python. Obecnie koordynuje prace zespołu ds. modelowania w TRNSYS oraz opracowuje koncepcje sterowania układami ciepłowniczymi.



## 12. Lista skrótów i definicji

GW – gigawat

EHC Plant – Electric Heating-cooling Plant

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

MW – megawat

MWh - megawatogodzina

OZE – odnawialne źródło energii

PEC – przedsiębiorstwo energetyki ciepłej

## Bibliografia

- [1] PSE, „Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2020 roku”.
- [2] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka energetyczna Polski do 2040 r..
- [3] PSE, „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030,” 2020.
- [4] Urząd Regulacji Energetyki, „Energetyka ciepła w liczbach - 2019,” wrzesień 2020.
- [5] Agencja Rynku Energii, „Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej,” sierpień 2020.
- [6] G. Wielgosiński i P. Łechtańska, Emisja zanieczyszczeń z procesu spalania biomasy.
- [7] A. Kowalczyk-Juśko, Redukcja emisji zanieczyszczeń dzięki zastąpieniu węgla biomasa spartiny preriowej.
- [8] B. Kościk, K. Szmidt, A. Kowalczyk-Juśko, Z. Mazur i M. Kwapisz, Potencjalne zmiany emisji zanieczyszczeń powietrza wskutek zastąpienia paliw kopalnych biomasa wierzby.
- [9] M. Kosowska-Golachowska, K. Wolski, W. Gajewski, A. Kijo-Kleczkowska, T. Musiał i K. Środa, Spalanie biomasy agro i leśnej w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej.
- [10] P. Banasik, A. Białowicz, W. Czekala, D. Chomiuk, J. Dach, I. Filipiak, M. Fugol, M. Kacala, A. Kowalczyk-Juśko, M. Kolasiński, K. Kozłowski, K. Krupa, A. Lewicki, M. Matyka, M. Pituła, H. Prask, P. Skowron, Z. Sługocki, S. Stegenta-Dąbrowska, P. Szewczyk, P. Szwarz i P. Woźniakowski, „Raport Biogaz w Polsce,” grudzień 2020.
- [11] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 kwietnia 2013 r. w sprawie składowisk odpadów (Dz.U. 2013 poz. 523).
- [12] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 29 grudnia 2016 r. w sprawie szczegółowego sposobu selektywnego zbierania wybranych frakcji odpadów (Dz.U. 2017 poz. 19).
- [13] „Krajowy Plan Gospodarki Odpadami 2022,” 2016.
- [14] C. Wojciech, S. Piotr, K. Agnieszka, K. Kamil i J. Damian, „Produkcja biogazu z odpadów komunalnych,” Technika Rolnicza Leśna, maj 2016.
- [15] A. Maślak, „Dynamika zmian jednostkowej dobowej ilości ścieków w jednorodzinnych gospodarstwach domowych,” Rynek instalacyjny, październik 2015.
- [16] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. 2019 poz. 1839).

[17] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity).

[18] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/2088 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych.

[19] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088.

[20] *Forum Energii*, „Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości. Nowy model biznesowy,” wrzesień 2021.