

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 ciepłowniczego w kierunku OZE

Raport wykonany w ramach Przedsięwzięcia nr 72/21/PU - Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE

Ciepłownia OZE wraz z systemem sezonowych magazynów ciepła – Euros Energy HC 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

1. Wstęp	5
Opis problemu badawczego	5
Opis opracowanej Technologii Ciepłowni Przeszłości	11
2. Lokalizacja Demonstratora Technologii	18
3. Projektowanie Technologii Ciepłowni Przyszłości	22
Wnioski dot. modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS	22
Wnioski dot. osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych	25
4. Analiza kosztów ciepła - LCOH	28
5. Uwarunkowania formalno-prawne dot. Technologii Ciepłowni Przyszłości	29
Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora	29
Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Ciepłowni Przyszłości	33
6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii	40
7. Skalowalność i replikowalność Technologii Ciepłownia Przyszłości	43
Skalowalność	43
Replikowalność	44
Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła	46
8. Obliczenia	50
Symulator Demonstratora	50

Metodologia analizy wyników symulacji Demonstratora	58
Bilans energetyczny Demonstratora Technologii.....	60
Obliczenia udziału OZE	63
Obliczenia bilansu energetycznego	64
Obliczenia wartości LCOH.....	69
Analiza wrażliwości parametrycznej na udział OZE.....	70
9. Bezpieczeństwo	73
Warunki ochrony przeciwpożarowej dla Demonstratora Technologii w części zlokalizowanej na działkach istniejącej ciepłowni.	74
10. Informacje dodatkowe	76
11. Dane Wykonawcy.....	78
Dane adresowe oraz rejestrowe	78
Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej	78
Informacje o Zespole Projektowym	82
Lista skrótów i definicji.....	86
Bibliografia.....	87

Streszczenie

Ciepłownia Przyszłości Euros Energy HC Plant zapewnia ponad 90% udział odnawialnych źródeł energii w produkcji ciepła sieciowego. Opracowana technologia jest skalowalna i dostosowana do potrzeb modernizacji ciepłownictwa powiatowego w całej Polsce.

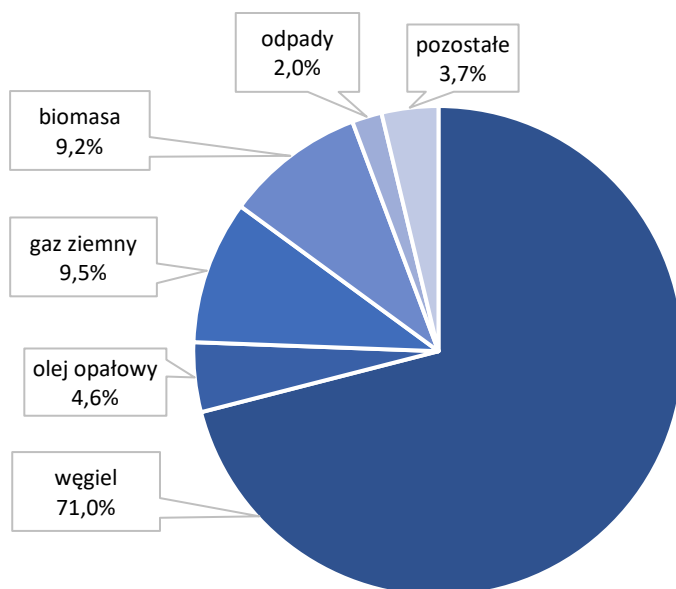
Sercem technologii Ciepłowni Przyszłości są pompy ciepła Euros Energy współpracujące z systemem trójstopniowego magazynowania ciepła i maksymalizujące wykorzystanie energii elektrycznej wyprodukowanej z pogodozależnych OZE - w szczególności instalacji fotowoltaicznych. Sezonowe magazynowanie ciepła jednocześnie w niskotemperaturowym magazynie gruntowym oraz wysokotemperaturowym magazynie wodnym zapewnia efektywną pracę pomp ciepła zasilających sieć ciepłowniczą bez konieczności wsparcia źródła szczytowego. Opracowane rozwiązanie może znaleźć zastosowanie nie tylko w centralnym źródle ciepła, ale także w modernizacji węzłów grupowych lub w nowych instalacjach zasilających wybrane fragmenty sieci ciepłowniczej.

1. Wstęp

Opis problemu badawczego

Wyzwaniem badawczym przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” jest opracowanie i demonstracja koncepcji neutralnej dla klimatu transformacji systemów ciepłowniczych działających w polskich miastach o liczbie mieszkańców pomiędzy 7 i 100 tysięcy. Jako wymaganie konkursowe postawiono konieczność zapewnienia w proponowanym rozwiązaniu udziału OZE w produkcji ciepła na poziomie nie niższym niż 80%.

Dekarbonizacja ciepłownictwa w Polsce stanowi wyzwanie przede wszystkim ze względu na skalę zagadnienia - polski system ciepłowniczy jest jednym z najbardziej rozwiniętych w Unii Europejskiej.



Rysunek 1. Struktura zużycia paliw do produkcji ciepła systemowego w Polsce.

Źródło: Opracowane na podstawie [1]

Polski ciepłownictwo wytwarzające średnio 400 PJ ciepła rocznie [1] jest drugim co do wielkości rynkiem w Europie [2]. Z ciepła systemowego w Polsce korzysta aż 40% gospodarstw domowych, a zainstalowana moc wytwórcza w 2020 roku kształtowała się na poziomie 53,3 GW [3]. Tak rozwinięty sektor ciepłowniczy wywiera istotną presję na środowisko emitując ponad 35 mln ton CO₂ rocznie, z czego mniejsze przedsiębiorstwa

ciepłownicze o mocach nieprzekraczających 125 MW odpowiadają szacunkowo za emisję ponad 7 mln ton CO₂ rocznie [1]. Dla porównania cała narodowa gospodarska emituje co roku średnio 400 mln ton CO₂ [3], co oznacza, że transformacji całego sektora ciepłowniczego pozwoliłaby na ograniczenie emisji w Polsce o niemal 10%. Tak wysoka emisja wynika z dominującej pozycji węgla i innych paliw kopalnych w mikście paliwowym (przedstawionym na rysunku 1.). Obecnie jedynym istotnym odnawialnym nośnikiem energii w ciepłownictwie jest biomasa, z udziałem na poziomie 9% [1].

Antropogeniczna emisja dwutlenku węgla do atmosfery przyspiesza postęp globalnego ocieplenia. Utrzymania wzrostu globalnej temperatury poniżej progu 1,5°C do około roku 2030 wymaga spadku globalnych emisji CO₂ netto do poziomu 20 Gt rocznie, a w roku 2050 gospodarka europejska powinna być zeroemisyjna [8]. Oznacza to, że już do roku 2030 należy obniżyć emisje dwutlenku węgla aż o 55% w stosunku do roku 2019 [8]. Jest to ogromne wyzwanie, które wymaga niezwykle szybkiej i zakrojonej na szeroką skalę transformacji gospodarki, włączając cały sektor ciepłownictwa. Transformacja energetyczna wiązać się będzie z wysokimi nakładami inwestycyjnymi, chociaż niektóre instytucje wskazują, iż w długiej perspektywie czasowej koszty zielonej transformacji okażą się mniejsze niż koszty związane z brakiem podjęcia działań adaptacyjnych do zmian klimatu [9].

Ponadto neutralność klimatyczna osiągnięta dzięki pełnej transformacji energetycznej pozwala na uniezależnienia się od importu paliw kopalnych. Wysoki udział importowanych paliw kopalnych związany jest z ryzykiem gwałtownego wzrostu ich cen czy nawet braku dostaw surowca stanowiących istotne zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego całego kraju.

Z tej perspektywy nie powinien dziwić kierunek polityki Unii Europejskiej, która w ramach Europejskiego Zielonego Ładu [10] postawiła przed krajami członkowskimi cel osiągnięcia neutralności klimatycznej dla całej gospodarki europejskiej do roku 2050. Z uwagi na coraz szerzej widoczne skutki globalnego ocieplenia i zbliżanie się do punktu, w którym powstrzymanie zmian klimatycznych nie będzie możliwe, obecnie dyskutowana jest potrzeba szybszego i ambitniejszego podjęcia działań adaptacyjnych. Proponowane zmiany zostały przedstawione w pakiecie legislacyjnym „Fit for 55” [11], który stawia przed nami bardziej wymagające cele pośrednie na rok 2030:

- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w stosunku do 1990¹ roku o 55% (wcześniej 40%),
- poprawę efektywności energetycznej w stosunku do 1990 roku o 38-39% (wcześniej 32,5%),
- zapewnienie w bilansie energii udziału OZE na poziomie minimum 38-40% (wcześniej 32%).

Ze względu na potrzebę utrzymania odpowiedniego tempa transformacji na każdy z sektorów gospodarki zostają nakładane pewne wymogi, wywierające presję na podejmowanie odpowiednich działań inwestycyjnych. Wśród instrumentów presji dla ciepłownictwa wyróżnić można objęcie systemem handlu emisjami ETS, zaostrzenie standardów emisyjnych, obowiązek zwiększania udziału

¹ Wyjątkiem jest Polska, dla której rok odniesienia stanowi rok 1989.

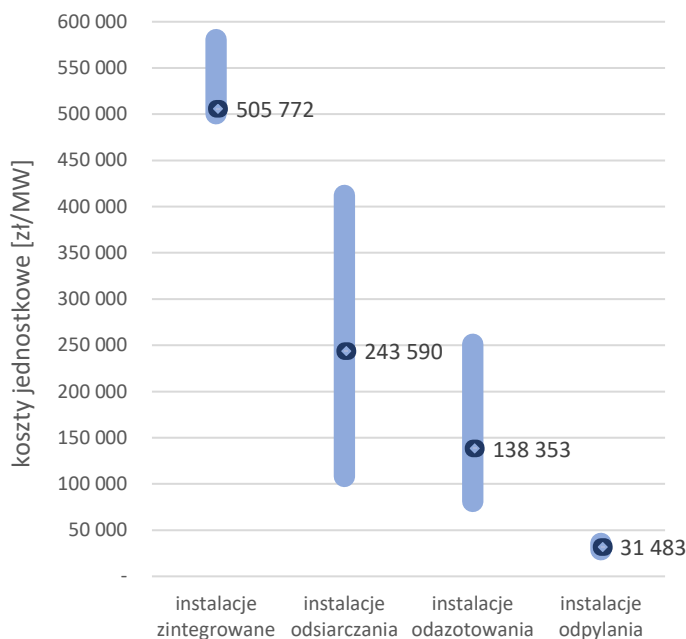
OZE w bilansie energetycznym, a pośrednio również wymagania dotyczące efektywności energetycznej budynków.

Aktualnie największa presja na przedsiębiorstwa ciepłownicze wywierana jest przez system handlu emisjami ETS. Obecnie systemowi handlu uprawnieniami emisji CO₂ podlegają instalacje o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW (na mocy przepisów dyrektyw [12], [13], [14] oraz ustawy [15]). Jednak w pakiecie „Fit for 55” została wysunięta propozycja objęcia systemem handlu uprawnieniami także mniejszych jednostek ciepłowniczych. Ciepłownictwo mniejszej skali miałyby zostać włączone do systemu mini-ETS (analogicznego do systemu EU ETS) wraz z sektorem budynków oraz transportu. Dla małych systemów ciepłowniczych włączenie do systemu handlu uprawnieniami wiązałoby się z ogromnymi kosztami, a dla odbiorców tych sieci – z gwałtownym wzrostem ceny dostarczanego ciepła. W przypadku systemu ETS dużym wyzwaniem są nieprzewidywalne wzrosty cen. W drugiej połowie 2018 roku rynkowa cena uprawnień ustabilizowała się na poziomie około 25 EUR za tonę, zaś w drugiej połowie 2021 roku cena ta osiągnęła już średnio 50 EUR za tonę. Jak pokazano na Rysunku 2 koniec 2021 roku przyniósł na rynku uprawnień spore zaskoczenie – cena emisji przekroczyła 70 EUR za tonę w listopadzie, a następnie wzrosła do poziomu 90 EUR za tonę jeszcze w grudniu.



Rysunek 2. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w latach 2018-2021 oraz na początku 2022

Źródło: PSE



Rysunek 3. Szacunkowe koszty modernizacji/montażu instalacji ochrony środowiska w przeliczeniu na MW mocy dostarczonej w paliwie
 Źródło: Opracowane własne Euros Energy

Na małe i średnie systemy ciepłownicze zmiany czekają również w zakresie standardów emisyjnych. Obiekty o nominalnej mocy cieplnej w zakresie od 1 MW do 50 MW objęte są przepisami *Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania*, zwanej Dyrektywą MCP (ang. medium combustion plants) [16]. Dyrektywa ta zaostrza obecnie obowiązujące wymogi dotyczące dopuszczalnych emisji SO₂, NO_x oraz pyłów. W przypadku obiektów istniejących o mocy 5-50 MW standard MCP zacznie obowiązywać od 1 stycznia 2025 roku. Z kolei obiekty o mocy 1 - 5 MW zostaną objęte przepisami od 1 stycznia 2030 roku. Dla klasycznych systemów ciepłowniczych oznacza to konieczność dostosowywania obiektów spalania do systematycznie zaostrzanych standardów emisyjnych. W przypadku małych i średnich obiektów budowa instalacji ochrony środowiska będzie charakteryzowała się relatywnie wysokimi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi. Co więcej, użytkowanie obiektów przy obniżonych dopuszczalnych poziomach emisji będzie wiązało się z koniecznością ponoszenia dodatkowych kosztów eksploatacyjnych. Oznacza to, że średnim systemom ciepłowniczym bardziej będzie opłacało się dokonać transformacji i zrezygnować ze spalania paliw kopalnych na rzecz wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

Presja na zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym wynika także z obowiązków nakładanych na sektor przez *Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych*, znaną szerzej jako RED II [6]. Dyrektywa ta zakłada cel zwiększenia udziału energii odnawialnej w ciepłownictwie orientacyjnie o 1,1% w skali roku w okresie 2021-2030. Aby osiągnąć ten wskaźnik, co roku systemy o sumarycznej mocy 590 MW powinny odchodzić od paliw kopalnych na rzecz OZE. Co więcej, cel ten podlega teraz rewizji w ramach pakietu legislacyjnego „Fit for 55”. Unia Europejska proponuje podniesienie istniejącego już zobowiązania zwiększenia udziału OZE

w systemach ciepłowniczych i chłodniczych do poziomu 2,1% rocznie. Oznacza to, że najprawdopodobniej Polska będzie musiała dokonać co roku transformacji instalacji ciepłowniczych o łącznej mocy 1 126 MW.

Potrzebna skala transformacji ciepłownictwa stanowi zatem duże wyzwanie dla sektora. Ale nie tylko ona. Głównym wyzwaniem badawczym pozostaje wciąż sam sposób przeprowadzenia transformacji w Polsce. Według prognoz Krajowego Planu Na Rzecz Energii i Klimatu [5] w 2040 roku biomasa będzie odpowiadać za 75% produkcji energii z OZE w ciepłownictwie. Jednak polityka Unii Europejskiej konsekwentnie zmierza ku ograniczeniu wykorzystania biomasy. Rolę odgrywają tu przede wszystkim dwa czynniki. Po pierwsze tereny upraw powinny być wykorzystywane przede wszystkim na produkcję żywności, a nie roślin energetycznych, zaś pierwszeństwo w dostępie do drewna powinny mieć przemysł meblarski i budownictwo. Po drugie spalania biomasy w rzeczywistości może prowadzić do emisji jeszcze większej ilości CO₂ i niektórych zanieczyszczeń niż spalanie węgla [17], [18], [19], [20]. Oznacza to, że konieczne będzie wypracowanie nowych rozwiązań nie wykorzystujących porcesów spalania. Wśród dostępnych technologii można wymienić takie jak: pompy ciepła, kolektory słoneczne i panele PV, czy sezonowe magazynowanie ciepła oraz magazynowanie energii elektrycznej.

Rozwiązania takie muszą być wprowadzane jak najszybciej, jeśli przedsiębiorstwa ciepłownicze chcą zachować możliwość pozyskiwania nowych klientów. Sieci ciepłownicze zasilane paliwami kopalnymi mają wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii w_i nie mniejszy niż 1,1 – w praktyce niemal niemożliwe będzie zasilanie takim ciepłem nowoprojektowanych budynków. Od roku 2021 nowe budynki wielorodzinne według *Rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie* [21] muszą charakteryzować się wartością wskaźnika rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną E_p nie wyższą niż 65 kWh/(m²·rok). Oznacza to, że do sieci ciepłowniczych, które spalają tylko węgiel lub charakteryzują się dużymi stratami przesyłowymi, podłączane mogłyby być tylko budynki o standardzie niemal pasywnym. Z punktu widzenia dewelopera w takiej sytuacji bardziej opłacalne będzie dostosowanie się do wymogów Rozporządzenia [21] poprzez zapewnienie lokalnego źródła ciepła w postaci pompy ciepła niż poprzez budowę budynku w standardzie pasywnym, zwłaszcza biorąc pod uwagę znaczne koszty jednostkowe projektów pasywnych.

Wysokimi wartościami wskaźnika w_i cechować się będą głównie mniejsze systemy ciepłownicze. Na podstawie danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE) [22] można oszacować, że źródła ciepła o mocach z zakresu od 1 MW do 50 MW charakteryzują się średnim współczynnikiem w_i na poziomie 1,44. A zatem ze względu na gorszą efektywność małych sieci

ciepłowniczych, to właśnie one w pierwszej kolejności powinny zostać poddane transformacji. Za takim rozwiązaniem przemawia również fakt, iż małe systemy znajdują się na terenie miast o mniej zwartej zabudowie, co pozwoli na łatwiejszą instalację odnawialnych, dla których gęstość wytwarzania energii jest mniejsza niż w przypadku źródeł spalających paliwa kopalne.

Podsumowując, wyzwaniem badawczym na które odpowiada przedstawiona w niniejszym raporcie koncepcja Ciepłowni Przyszłości, jest projekt możliwie szybkiej i realistycznej transformacji energetycznej OZE sektora ciepłownictwa powiatowego zakładający całkowite odejście zarówno od spalania paliw kopalnych, jak i od spalania biomasy.

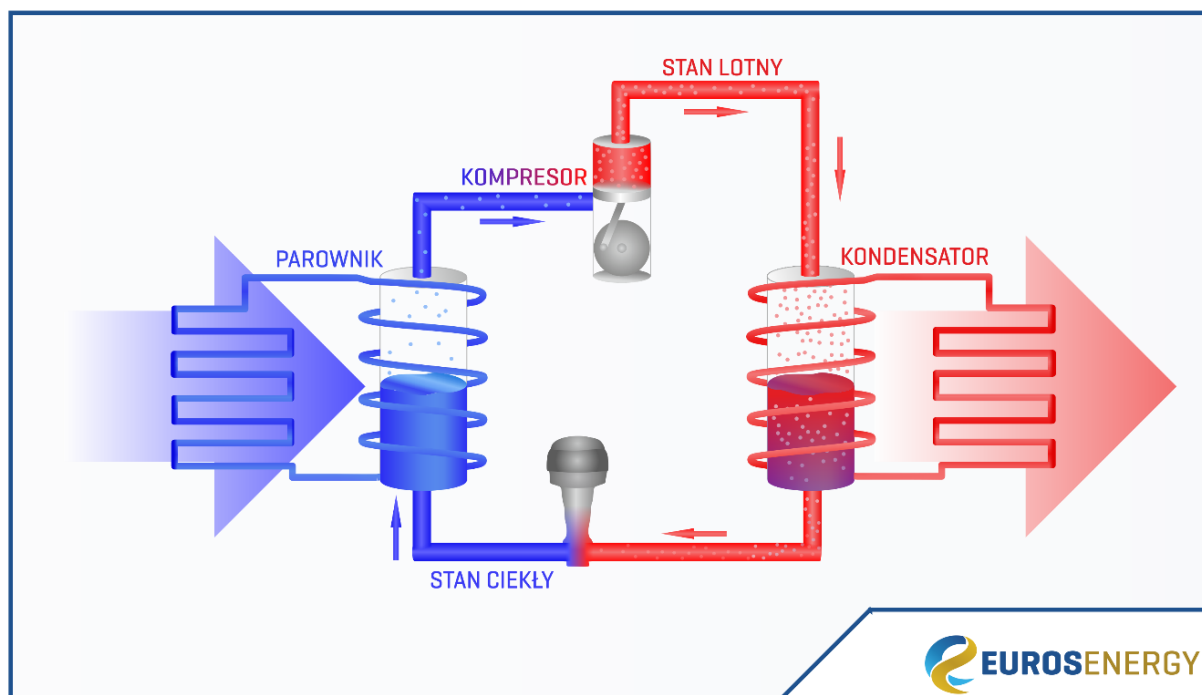
Opis opracowanej Technologii Ciepłowni Przyszłości

Technologia Ciepłowni Przyszłości Euros Energy HC Plant została zaprojektowana z myślą o maksymalnym wykorzystaniu lokalnie dostępnych odnawialnych źródeł energii. Zapewni to niemal pełną dekarbonizację systemu ciepłowniczego, przy czym niemal pełna dekarbonizacja oznacza tutaj, że minimum 90% produkowanego ciepła pochodzi z OZE. Projektowa temperatura pracy instalacji Euros Energy HC Plant wynosi 80°C, spełniając wymagania stawiane współcześnie modernizowanym systemom ciepłowniczym.

Sercem technologii są pompy ciepła – urządzenia grzewcze fundamentalnie różne od urządzeń opartych na procesie spalania. W przypadku procesów spalania ciepło powstaje z uwolnienia energii wiązań chemicznych w paliwie. Sprawność procesu konwersji energii nie może być większa niż 100% z uwagi na zasadę zachowania energii. W przypadku pomp ciepła nie mamy jednak do czynienia z konwersją energii, a z jej przenoszeniem z jednego medium do drugiego - a dokładniej z medium o niższej temperaturze (nazywanym dolnym źródłem ciepła) do medium o wyższej temperaturze (nazywanym górnym źródłem ciepła). Jako dolne źródło ciepła występują najczęściej powietrze, woda lub roztwór glikolu, zaś górnym źródłem ciepła jest woda w instalacji grzewczej. Ciepło przenoszone jest przez czynnik roboczy, który odbiera ciepło od dolnego źródła ciepła i oddaje je do górnego źródła ciepła – realizując w ten sposób obieg termodynamiczny nazywany obiegiem Lindego. Czynnik roboczy odbierając ciepło paruje, a oddając ciepło skrapla się. Oznacza to, że temperatura parowania czynnika roboczego jest niższa od temperatury skraplania się. Aby było to możliwe fizycznie, pary czynnika roboczego po odebraniu ciepła od dolnego źródła a przed dostarczeniem ciepła do górnego źródła muszą zostać sprężone. Sprężanie czynnika powoduje wzrost jego ciśnienia, a im większe ciśnienie czynnika, tym wyższa temperatura przejścia pomiędzy stanem ciekłym i gazowym (zwana temperaturą skraplania/parowania). Sprężanie czynnika roboczego odbywa się najczęściej przy pomocy sprężarki elektrycznej. Suma energii elektrycznej pobranej przez sprężarkę (a zatem dostarczonej do czynnika) wraz z ciepłem odebranym przez czynnik od dolnego źródła składają się na ciepło dostarczone do górnego źródła ciepła. Te trzy wielkości pozwalają określić efektywność pompy ciepła. Jednak, ponieważ w pompie ciepła nie mamy do czynienia z konwersją energii, a jej przenoszeniem, nie mówimy o sprawności pompy, a o współczynniku wydajności grzewczej (COP – Coefficient of Performance). Zarówno sprawność, jak i współczynnik wydajności COP określają stosunek otrzymanego efektu do włożonego nakładu energii. W przypadku pompy ciepła otrzymanym efektem jest ciepło dostarczone do górnego źródła ciepła (instalacji grzewczej), zaś włożonym nakładem energii jest energia elektryczna zasilająca sprężarkę. Ponieważ ciepło dostarczone do górnego źródła ciepła

jest równe sumie ciepła odebranego z dolnego źródła oraz energii elektrycznej sprężarki, to iloraz ciepła dostarczonego do górnego źródła ciepła przez energię elektryczną sprężarki zawsze będzie wyższy od 1. W rzeczywistych warunkach wartości współczynnika COP wahają się zwykle w granicach od niemal 2 do ponad 6.

SCHEMAT PRACY POMPY CIEPŁA

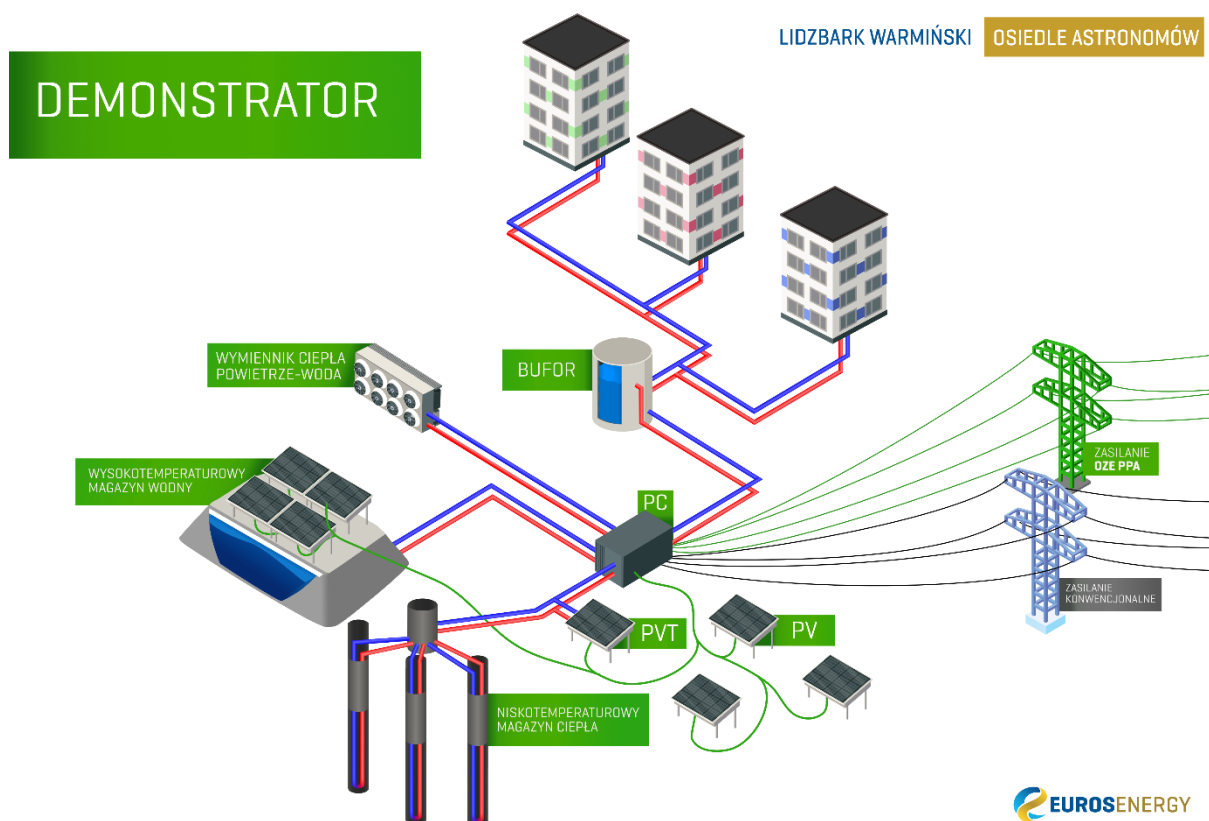


Rysunek 4. Schemat pracy pompy ciepła

W opracowanej technologii Ciepłowni Przyszłości rewersyjne pompy ciepła Euro Energy połączone w kaskadę i zintegrowano z trzema dolnymi źródłami. Rozwiązanie takie umożliwia jednocześnie wykorzystanie ciepła w wszystkich źródłach: z powietrznych wymienników ciepła, z niskotemperaturowego magazynu gruntowego oraz z wysokotemperaturowego magazynu wodnego. System zasilany jest energią elektryczną produkowaną bezpośrednio na miejscu z hybrydowych kolektorów słonecznych PVT oraz z dedykowanej, pobliskiej instalacji fotowoltaicznej. W zimowe dni oraz noce system wspierany jest energią elektryczną dostarczaną z Krajowej Sieci Elektroenergetycznej, w tym energią elektryczną zakupioną z gwarancją pochodzenia z odnawialnych źródeł energii w ramach kontraktów typu Power Purchase Agreement (w skrócie PPA).

Zastosowano sezonowe magazyny ciepła, ładowane zeroemisyjnie latem i rozładowywane efektywnie zimą przez pompy ciepła. Dzięki temu uzyskano wartość współczynnika SCOP dla systemu pomp ciepła

na poziomie 3,5 jednocześnie zasilając sieć ciepłowniczą wymaganymi temperaturami 80°C. Wartość SCOP na tym poziomie gwarantuje, że minimum 70% ciepła pochodzi ze źródeł odnawialnych, nawet gdyby całość energii elektrycznej była wyprodukowana z węgla. W rzeczywistości większość część wymaganej energii elektryczna jest generowana lokalnie z modułów PV i PVT.



Rysunek 5. Schemat Demonstratora Technologii Ciepłowni Przyszłości Euro Energy HC Plant

Jak widać na schemacie Demonstratora przedstawionym na Rysunku 5., magazynowanie ciepła odbywa się na trzech poziomach: krótkoterminowym (bufor), sezonowym niskotemperaturowym magazynie gruntowym oraz sezonowym wysokotemperaturowym magazynem wodnym.

Pierwszym poziomem magazynowania jest magazyn krótkoterminowy w postaci zbiornika wody (bufora) o pojemności 100 m³ i zakresie temperaturowym pracy od 60°C do 85°C. Celem zastosowania bufora jest maksymalizacja autokonsumpcji energii elektrycznej wyprodukowanej lokalnie w panelach PV i kolektorach PVT. Pełna autokonsumpcja została osiągnięta dzięki wprowadzeniu do układu dodatkowych grzałek elektrycznych umieszczonych w buforze. Należy podkreślić, że grzałki te są zasilane wyłącznie energią elektryczną z instalacji PV i PVT a nigdy z sieci elektroenergetycznej - nie stanowią źródła szczytowego zasilanego energią z sieci elektroenergetycznej. Zaproponowane

rozwiązanie pozwala nie tylko na zapewnienie 100% udziału OZE w produkcji ciepłej wody użytkowej w okresie letnim, ale także na efektywne lokalne zagospodarowanie energii elektrycznej produkowanej przez instalacje fotowoltaiczne.

Drugi poziom magazynowania stanowi niskotemperaturowy magazyn gruntowy charakteryzujący się dużą pojemnością cieplną oraz wysoką efektywnością magazynowania. Rozwiązania tego typu znane są pod nazwą Borehole Thermal Energy Storage (BTES). Magazyn gruntowy składa się z 300 wymienników gruntowych o długości 99,9 metra, a jego zakres temperaturowy pracy to 5°C - 15°C. Magazyn jest ładowany w ciągu lata ciepłem wyprodukowanym przez pompy ciepła, dla których dolnym źródłem ciepła jest wtedy powietrzny wymiennik ciepła, oraz ciepłem z kolektorów hybrydowych PVT. Pompy ciepła w trybie ładowania magazynu gruntowego zasilane są wyłącznie energią elektryczną wyprodukowaną lokalnie z instalacji PV i PVT. Współpraca instalacji PVT z niskotemperaturowym magazynem gruntowym pozwala na osiągnięcie lepszej efektywności ładowania niż współpraca z magazynem wysokotemperaturowym. Magazyn gruntowy w największym stopniu rozładowywany jest jesienią oraz wiosną.

Ostatnim z poziomów magazynowania ciepła jak wysokotemperaturowy magazyn wodny, składający się ze szczelnego, zaizolowanego basenu ziemnego o pojemności 15 tys. m³, wypełnionego w całości wodą. Tego typu rozwiązania znane są pod nazwą Pit Thermal Energy Storage (PTES). Temperatura pracy magazynu zawiera się w zakresie od 7°C do 67°C. Dzięki wyższym temperaturom wody w magazynie wysokotemperaturowym pompy ciepła pracują przy wysokich parametrach współczynnika wydajności grzewczej COP. Jest to szczególnie istotne z tego powodu, że wodny magazyn ciepła jest najczęściej wykorzystywany zimą w warunkach niskich temperatur zewnętrznych, niewielkiej produkcji energii elektrycznej z instalacji PV i PVT oraz wyższych wymaganych temperatur zasilania sieci ciepłowniczej. Należy podkreślić, że ciepło zmagazynowane w basenie nie jest wykorzystywane do bezpośredniego zasilania sieci ciepłowniczej, lecz tylko jako dolne źródła dla pomp ciepła.

Wyżej wymienione magazyny są z powodzeniem wykorzystywane na całym świecie. W przypadku magazynów gruntowych można wymienić kanadyjskie osiedle Drake Lake Solar Community, czy lokalną sieć ciepłowniczą w Brædstrup w Danii. Wnioskodawca także stosuje to rozwiązanie we własnej siedzibie oraz obiektach przemysłowych (fabryka kosmetyków Bell 2 w Józefowie). W odniesieniu do magazynów wodnych można wymienić systemy ciepłownicze w Warszawie, Marstal oraz Monachium.

Dla realizacji wszystkich funkcji ładowania i rozładowania magazynów ciepła oraz buforu zastosowano trzy zespoły rewersyjnych pomp ciepła Euro Energy. Każdy zespół może w danym momencie pracować

w innym trybie tj. wykorzystując inne dolne i górne źródło ciepła. W zależności od trybu pracy maszynowni jako dolne źródło pomp ciepła mogą pracować powietrzny wymiennik ciepła, niskotemperaturowy magazyn gruntowy lub wysokotemperaturowy magazyn wodny. Górnym źródłem ciepła mogą być bufor zasilający sieć ciepłowniczą oraz magazyny ciepła - niskotemperaturowy magazyn gruntowy i wysokotemperaturowy magazyn wodny. Powietrzny wymiennik ciepła powietrze-glikol pracuje jako dolne źródło ciepła dla temperatur otoczenia przekraczających 5-10°C, a jego głównym celem jest ładowanie magazynów sezonowych. W sezonie grzewczym pompy ciepła dostarczają ciepło tylko do bufora, magazyny ciepła ładowane są tylko w okresie od wczesnej wiosny do późnej jesieni.

Z uwagi na mniejszą gęstość energii źródeł odnawialnych niż instalacji bazujących na paliwach kopalnych, aby wdrożyć Technologię Ciepłowni Przyszłości należy dysponować relatywnie dużym terenem – w porównaniu z terenem zajmowanym przez instalacje oparte o spalanie paliw kopalnych lub biomasy. W celu maksymalnego wykorzystania dostępnej powierzchni działki i osiągnięcia największej możliwej gęstości energetycznej dla Technologii Demonstratora poszczególne elementy instalacji są ułożone warstwowo, co pokazano na Rysunku 6.



Rysunek 6. Warstwowe ułożenie komponentów Demonstratora Technologii pozwala na zmniejszenie zajętości terenu

W celu maksymalnego wykorzystania dostępnej powierzchni działki i osiągnięcia największej możliwej gęstości energetycznej dla Technologii Demonstratora poszczególne elementy instalacji są ułożone warstwowo. Na całej powierzchni działki ciepłowni zostaną rozmieszczone odwierty na potrzeby

instalacji wymienników pionowych magazynu gruntowego. Następnie na tym samym obszarze zostanie zbudowany wodny magazyn ciepła, który zajmie około 40% powierzchni terenu z wymiennikami gruntowymi. Rozwiązanie to nie tylko zwiększa gęstość energetyczną systemu, ale również zapewnia dodatkową izolację od góry magazynu gruntowego. Co więcej, na dwóch ścianach wysokotemperaturowego magazynu wodnego zostaną zainstalowane kolektory hybrydowe PVT. Kolektory hybrydowe PVT pokryją również pozostałą część powierzchni działki ciepłowni. Rozmieszczenie komponentów Demonstratora Technologii na działce pokazano na rysunku 7.



Rysunek 7. Planowany rozkład komponentów Demonstratora Technologii Euro Energy HC Plant na działce ciepłowni

Dedykowana farma fotowoltaiczna, pracująca na potrzeby ciepłowni, zostanie umiejscowiona na dodatkowej działce znajdującej się niedaleko Demonstratora Technologii i zostanie z nim połączona dedykowaną siecią średniego napięcia. W zależności od lokalnych uwarunkowań farmy fotowoltaiczne dla Ciepłowni Przyszłości mogą zostać rozdzielone na więcej niż jedną działkę.

Ciepłownia Przyszłości Euro Energy HC Plant ma udział OZE przekraczający 90%. Zgodnie z wymaganiami przedsięwzięcia wskazany przez NCRR założono, że energia elektryczna z KSE

kupowana na podstawie umowy PPA z gwarancją pochodzenia ze źródeł odnawialnych nie przekroczy 15% zapotrzebowania Demonstratora na energię na potrzeby c.o. oraz c.w.u. Energia elektryczna bez gwarancji pochodzenia wykorzystywana będzie w ostateczności.

Dalsze zwiększenie poziomu udziału OZE jest to możliwe na dwa sposoby. Po pierwsze za pomocą wykorzystania energii elektrycznej produkowanej lokalnie przez turbiny wiatrowe, których profil produkcji jest częściowo komplementarny do profilu produkcji farmy fotowoltaicznych. Z rozwiązania tego zrezygnowano z uwagi na to, iż czas budowy Demonstratora nie mógł przekroczyć 1,5 roku, a procedury administracyjne związane z zastosowaniem turbin wiatrowych znacząco wydłużyłyby czas wykonania inwestycji. Drugim sposobem na zwiększenie udziału OZE, nawet do poziomu 100%, jest zastosowanie magazynu energii elektrycznej. Jednak obecnie magazyny energii elektrycznej charakteryzują się wysokimi kosztami jednostkowymi wykluczającymi możliwość ich wykorzystania w przedsięwzięciu.

Optymalizacja pomiędzy możliwie wysokim OZE w układzie a kosztami inwestycji pozwala na osiągnięcie w Ciepłowni Przyszłości Euro Energy EC Plant doskonałego wskaźnika udziału odnawialnych źródeł energii - powyżej 90%.

2. Lokalizacja Demonstratora Technologii

Demonstrator Technologii zostanie zlokalizowany w miejscowości Lidzbark Warmiński na terenie ciepłowni należącej do spółki Veolia Północ Sp. z o.o. przy ulicy Astronomów 47.

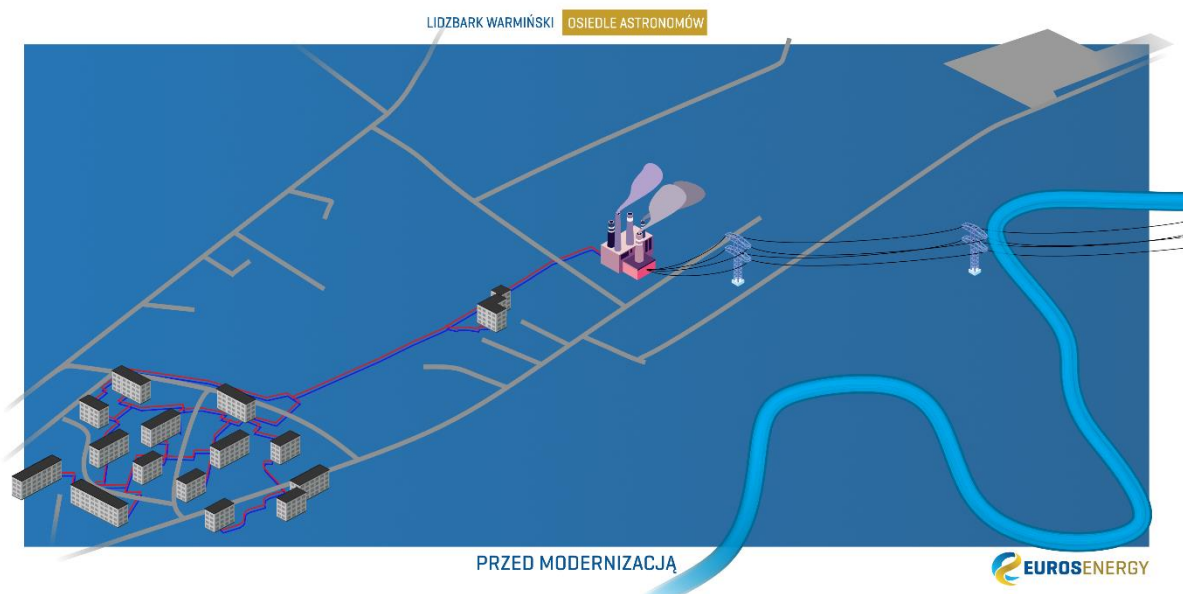
Lidzbark Warmiński jest miastem powiatowym o liczbie mieszkańców nie przekraczającej 16 tysięcy, zlokalizowanym w IV strefie klimatycznej. Ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej do większości budynków doprowadzane jest z lokalnej ciepłowni na węgiel kamienny o mocy 25 MW. Ciepłownia produkuje rocznie około 190 tys. GJ energii.



Rysunek 8. System Demonstracyjny: Lidzbark Warmiński, Osiedle Astronomów

Działka ciepłowni udostępniona firmie Euro Energy na potrzeby budowy Demonstratora Technologii Ciepłowni Przyszłości ma powierzchnię jednego hektara. Pozwala na rozmieszczenia instalacji sezonowych magazynów ciepła, maszynowni pomp ciepła wraz z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej oraz części urządzeń energetyki słonecznej. Dodatkowo na pobliskim nieużytku Przedsiębiorstwa Wodociągów, którego zagospodarowaniem są zainteresowane zarówno władze miasta jak i wodociągów, zostanie zbudowana farma fotowoltaiczna połączona bezpośrednio kablem średniego napięcia z terenem ciepłowni.

Demonstrator Technologii będzie ogrzewał i dostarczał ciepłą wodę użytkową do większości budynków Osiedla Astronomów, w tym budynków Spółdzielni Mieszkaniowej WARMIA (Astronomów 13, Astronomów 15, Astronomów 17, Astronomów 19, Astronomów 21, Astronomów 23, Astronomów 25, Astronomów 27, Astronomów 39a, Astronomów 39b SM, Astronomów 39b Wspólnota, Słoneczna 1, Słoneczna 1A, Słoneczna 3, Słoneczna 5), budynku Administracji Budynków Komunalnych przy ulicy Warszawskiej 51 oraz budynku Warmińskiego Towarzystwa Budownictwa Społecznego przy ulicy Astronomów 18.



Rysunek 9. System Demonstracyjny – osiedle Astronomów zasilane ciepłownią węglową



Rysunek 10. Widok na Osiedle Astronomów. W tle ciepłownia w Lidzbarku Warmińskim

Całkowita powierzchnia użytkowa lokali mieszkalnych zasilanych Demonstratorem Technologii wynosi 28 262m². Wszystkie lokale mieszkalne są ogrzewane. Powierzchnia użytkowa lokali usługowych wynosi z kolei 519 m², z czego ogrzewana jest tylko część wielkości 365 m². Obecnie ciepła woda użytkowa jest dostarczana do lokali o łącznej powierzchni: 25 730 m² – nie obejmuje ona lokali mieszkalnych w dwóch budynkach (nie należących do spółdzielni mieszkaniowej Warmia) oraz lokali użytkowych o powierzchni 154 m². W ramach prac planowane jest doprowadzenie siecią ciepłowniczą ciepłej wody użytkowej także do tych dwóch budynków. Sumaryczna powierzchnia lokali zasilanych w c.w.u. osiągnie wówczas 28 627 m².

W ramach Demonstratora zmodernizowane zostaną fragmenty starej sieci ciepłowniczej zbudowanej w technologii kanałowej w latach 80-tych XX wieku. Nowa sieć wykonana będzie w technologii preizolowanej. Całość zostanie przystosowana do pracy w temperaturach 80°C/50°C. Dodatkowo, zgodnie z wnioskami zgłaszanymi przez władze i mieszkańców spółdzielni, w każdym budynku zostanie zamontowany indywidualny węzeł cieplny pozwalający na precyzyjny pomiar zużycia ciepła w budynku. Stare węzły grupowe Słoneczna 1 i Astronomów 35 zostaną zlikwidowane. W przypadku budynków przy Warszawskiej 51 i Astronomów 18 obecnie dostarczane jest wyłącznie ciepło na cele centralnego ogrzewania, aczkolwiek nowe węzły zostaną wyposażone w moduł zasilania ciepłą wodą użytkową – tak aby wszyscy odbiorcy mogli korzystać z ciepłej wody użytkowej wyprodukowanej w

Demonstratorze. Dodatkowo, wybrany budynek zostanie wyposażone w węzeł cieplny z możliwością produkcji chłodu, którego odbiorem szczególnie zainteresowani są mieszkańcy ostatniego piętra budynków.

Istotną cechą sieci ciepłowniczej w Osiedlu Astronomów jest elastyczność związana z równoległym przebiegiem drugiej, głównej sieci ciepłowniczej zasilającej pozostały obszar miasta. Z tego względu możliwe jest zwiększenie rozmiaru Systemu Demonstracyjnego zasilanego przez Demonstrator Technologii i dołączenie do niego budynków Astronomów 29a, Astronomów 33, Astronomów 35 i 35A oraz Astronomów 37, 37A i 37B. Budynki te potencjalnie mogą zostać dołączone do Systemu Demonstracyjnego w przypadku postępującej termomodernizacji powodującej zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło.

Wizualizacja Systemu Demonstracyjnego w Lidzbarku Warmińskim oraz Demonstratora Technologii Ciepłowni Przyszłości Euro Energy HC Plant pokazano na rysunku 11.



Rysunek 11. Wizualizacja Systemu Demonstracyjnego w Lidzbarku Warmińskim wraz z komponentami Demonstratora Technologii Ciepłowni Przyszłości Euro Energy HC Plant

3. Projektowanie Technologii Ciepłowni Przyszłości

Wnioski dot. modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS

Prace koncepcyjne związane z przygotowaniem Demonstratora Technologii Ciepłowni Przyszłości Euros Energy zostały wykonane za pomocą specjalistycznego narzędzia numerycznego TRNSYS, obecnego na rynku od ponad 35 lat. Narzędzie TRNSYS pozwala na modelowanie złożonych układów i rozwiązań oraz szczegółową symulację ich pracy w długim horyzoncie czasu. Pozwala to na ilościowe, powtarzalne porównanie koncepcji oraz ich wariantów.

TRNSYS stanowi wartościowe narzędzie do modelowania układów energetycznych, przeprowadzania symulacji warunków rzeczywistych i scenariuszowych oraz systematycznego badania analizy wrażliwości rozwiązania. Szczególną zaletą narzędzia TRNSYS jest możliwość wykonania symulacji pracy układu z dużą rozdzielczością czasową – godzinową lub subgodzinową. Jednocześnie możliwe jest przeprowadzanie symulacji wieloletnich pokazujących w długim horyzoncie czasowym.

Model TRNSYS oraz wykonane symulacje zostały sporządzone w oparciu o wytyczne NCBR. Poprawność modelu numerycznego oraz wykorzystanych komponentów oraz parametrów symulacji została sprawdzona przez wyspecjalizowaną firmę zewnętrzną współpracującą z NCBR.

W wyniku przeprowadzania analizy procesu modelowania w TRNSYS Wykonawca doszedł także do wniosku, że, konieczne jest wykonanie symulacji uzupełniających rzeczywistych, które w szczególności uwzględnią zmienność temperatury powrotu sieci ciepłowniczej oraz urzeczywistnią produkcję ciepła przez kolektory hybrydowe PVT. Dodatkowo rozszerzono symulację bazową o dwie symulacje: pierwsza z nich pokazuje wpływ uwzględnienia rurociągów pomiędzy poszczególnymi komponentami na wynik symulacji, druga zaś pokazuje wpływ założenia związanego z stałą temperaturą powrotu w sieci ciepłowniczej.

Narzędzie TRNSYS jest bardzo przydatnym narzędziem do symulacji bilansów energetycznych pozwalającym na przyspieszenie procesu prototypowania danego rozwiązania. Co istotne, wiele rzeczywistych urządzeń ma swój odpowiednik w postaci komponentu TRNSYS. Dodatkowo, możliwości programu poszerzone zostały o funkcję dodawania własnych (samodzielnie stworzonych) komponentów. Warto jednak zaznaczyć, iż praca z narzędziem wymaga dużego wkładu pracy włożonego w naukę obsługi oraz zapoznanie się z dokumentacją techniczną poszczególnych komponentów.

Tabela 1. Porównanie symulacji bazowej oraz symulacji uzupełniających

Parametr	Symulacja BAZOWA	Symulacja RZECZYWISTA-NCBR	Symulacja RZECZYWISTA-PVGIS	Symulacja uzupełniająca STRATY-CIEPLONO- PRZEYSŁOWE	Symulacja uzupełniająca BAZOWA-ZMIENNA- TEMP-POWROTU
Cel symulacji	Symulacja obligatoryjna.	Warunki urzeczywistnione.	Warunki urzeczywistnione, dane pogodowe PV-GIS dla typowego roku meteorologicznego w Lidzbarku Warmińskim.	Badanie wpływu strat ciepło-przesyłowych między komponentami na wartości parametrów konkursowych	Badanie wpływu usunięcia wiązki ustalonej temperatury powrotu z sieci ciepłowniczej na wartości parametrów konkursowych
Źródło danych pogodowych	Dane pogodowe zapewnione przez NCBR	Dane pogodowe zapewnione przez NCBR	Dane pogodowe z bazy danych PVGIS	Dane pogodowe zapewnione przez NCBR	Dane pogodowe zapewnione przez NCBR
Temperatura zewnętrzna obliczeniowa	Temperatura chwilowa	Średnia krocząca z 24 godzin na podstawie średniej wskazań termometru zacienionego i nasłonecznionego	Średnia krocząca z 24 godzin na podstawie średniej wskazań termometru zacienionego i nasłonecznionego	Temperatura chwilowa	Temperatura chwilowa
Temperatura powrotu sieci ciepłowniczej	Stała	Zależna od temperatury odbioru ciepła	Zależna od temperatury odbioru ciepła	Stała	Zależna od temperatury odbioru ciepła

Modelowanie kolektorów hybrydowych PVT	Komponent 50f (niedoszacowanie produkcji ciepła)	Komponent 50b (lepsze oszacowanie produkcji ciepła)	Komponent 50b (lepsze oszacowanie produkcji ciepła)	Komponent 50f (niedoszacowanie produkcji ciepła)	Komponent 50f (niedoszacowanie produkcji ciepła)
Zapotrzebowania na c.w.u.	1,6 m ³ ciepłej wody użytkowej na m ² powierzchni użytkowej budynku.	Oszacowano na podstawie zamówionej mocy cieplnej dla budynków.	Oszacowano na podstawie zamówionej mocy cieplnej dla budynków.	1,6 m ³ ciepłej wody użytkowej na m ² powierzchni użytkowej budynku.	1,6 m ³ ciepłej wody użytkowej na m ² powierzchni użytkowej budynku.
Uwzględnienie strat ciepła w rurociągach pomiędzy komponentami Demonstratora	Nie.	Nie.	Nie.	Tak.	Nie.
Wnioski z symulacji	Osiągnięcie 90,69% OZE dla Wytycznych. Mocno niedoszacowana produkcja PVT.	Udział OZE: 94,3%. Istotnie wyższa produkcja PVT. Dopasowanie produkcji i zapotrzebowania sieci.	Udział OZE: 94%. Istotnie wyższa produkcja PVT. Dopasowanie produkcji i zapotrzebowania sieci. Realne dane pogodowe.	Udział OZE: 90,5% Wpływ strat jest mniejszy niż 0,5 % OZE dlatego w symulacji bazowej straty pominięto.	Udział OZE 91,2%. Wykazano istotny negatywny wpływ zadanej temperatury powrotu sieci ciepłowniczej.

Wnioski dot. osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych

Wymagania obligatoryjne są spełnione, zarówno dla symulacji bazowej, jak i symulacji rzeczywistych – udział OZE przekracza 90%, a stan sezonowych magazynów ciepła pod koniec symulacji jest wyższy od zera. W warunkach bazowych określonych przez NCBR w dokumentacji Przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” symulacje TRNSYS wskazują, że Demonstrator Technologii proponowany przez Euros Energy uzyskuje 90,6% udziału OZE w bilansie energetycznym, a LCOH kształtuje się na poziomie 159,70 zł/GJ – dla założeń przyjętych w dokumentacji Przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” ogłoszonego w kwietniu 2021.

Tabela 2. Porównanie wyników symulacji bazowej i uzupełniających

Symulacja	OZE	LCOH [zł/GJ]
BAZOWA	90,7 %	159,70
RZECZYWISTA- NCBR	94,3%	160,94
RZECZYWISTA- PVGIS	94,0%	164,09
STRATY-CIEPLONO- PRZEYSŁOWE	90,5%	-
BAZOWA- ZMIENNA-TEMP- POWROTU	91,2%	-

Tabela 3. Wymagania Obligatoryjne

Lp.	Nazwa wymagania	Rozliczenie	Uwagi
1	Uwarunkowania dla modelowania	Spełnione	
2	Zasilanie Magazynu Sezonowego	Spełnione	Wysokotemperaturowy Magazyn Wodny (PTES) i Niskotemperaturowy Magazyn Gruntowy (BTES) ładowane wyłącznie przy wykorzystaniu pomp ciepła zasilanych energią elektryczną z lokalnych instalacji PV

			i PVT. Dolnym źródłem dla pomp ciepła jest powietrze.
3	Zakaz zakupu ciepła	Spełnione	
4	Udział Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) w Demonstratorze Technologii	Spełnione	Ponad 90% energii w Demonstratorze pochodzi z OZE.
5	Modelowanie numeryczne Demonstratora Technologii	Spełnione	
6	Skalowalność i replikowalność	Spełnione	
7	Wykorzystanie pomp ciepła	Spełnione	Poniżej temperatury 7°C jako dolne źródło pompy ciepła pracują gruntowe wymienniki ciepła bądź wysokotemperaturowy magazyn wodny. Dla parametrów $T_{oi}=7^{\circ}\text{C}$, T_z/T_p 35/30 współczynnik COP wynosi 4,7. Zastosowano pompy ciepła na ekologiczny czynnik R513A charakteryzującego się niskim GWP – 573 wg AR 5 – a także najniższą klasą wybuchowości i palności – A1
8	Wykorzystanie instalacji fotowoltaicznych	Spełnione	
9	Wykorzystanie instalacji kolektorów słonecznych	Spełnione	
11	Warunki techniczne elementów przesyłowych sieci ciepłowniczej	Spełnione	
15	Nowe urządzenia i materiały	Spełnione	
16	Temperatura i ilość ciepłej wody użytkowej	Spełnione	
17	Komfort cieplny Odbiorców	Spełnione	
18	Spójność Systemu Demonstracyjnego	Spełnione	

19	Dostarczanie ciepłej wody użytkowej	Spełnione	
20	Wielkość Demonstratora Technologii	Spełnione	Łączna powierzchnia użytkowa budynków objętych dostawami ciepła z Demonstratora wynosi 28 579,94 m ² .
21	Udział powierzchni użytkowej Lokali Mieszkalnych	Spełnione	Udział powierzchni użytkowej lokali mieszkalnych w budynkach objętych dostawami ciepła z Demonstratora wynosi 98,71 %.
24	Utrzymanie Udziału Odnawialnych Źródeł Energii w Demonstratorze Technologii	Spełnione	
25	Zapewnienie ciągłości dostaw ciepła	Spełnione	
26	Ograniczenie emisji i ochrona przed hałasem	Spełnione	
27	Bezpieczeństwo - zapewnienie standardów BHP i ppoż.	Spełnione	
28	Opomiarowanie i sterowanie manualne	Spełnione	
29	Urządzenia pomiarowo-kontrolne	Spełnione	
30	System sterowania i kontroli procesu	Spełnione	
31	Serwis gwarancyjny	Spełnione	
32	Szkolenia	Spełnione	
33	Instrukcje	Spełnione	
34	Lokalizacja Demonstratora Technologii	Spełnione	Demonstrator będzie zlokalizowany w Lidzbarku Warmińskim w województwie warmińsko-mazurskim.
35	Skala demonstracji determinowana budżetem	Spełnione	

4. Analiza kosztów ciepła - LCOH

Zgodnie z dokumentacją Przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE”, pierwotnie zakładane nakłady inwestycyjne dla projektu wynoszą 33 mln złotych brutto – czyli niemal 27 mln złotych netto. Wskazane przez NCBR bazowe ceny energii elektrycznej wynosiły 308,70 pln netto/MWh. Należy podkreślić, że Przedsięwzięcie było ogłaszane w kwietniu 2021 roku – uwzględniając realia rynkowe z tamtego okresu. Dla powyższych nakładów inwestycyjnych oraz po uwzględnieniu metodologii NCBR wartość współczynnika LCOH dla ciepła wyprodukowane w Demonstratorze Technologii określono na poziomie 159,70 zł/GJ netto. Szczegóły metodyki wyznaczenia wielkości LCOH znajdują się w rozdziale **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania..**

Głównym czynnikiem decydującym o wysokości LCOH są koszty inwestycyjne poniesione w zerowym roku inwestycji – tj. koszty budowy niskotemperaturowego magazynu gruntowego, wysokotemperaturowego magazynu wodnego, instalacji PV i PVT oraz maszynowni pomp ciepła. Koszty inwestycyjne uległyby znacznemu obniżeniu w przypadku zmniejszenia minimalnej wartości udziału OZE w bilansie energetycznym Ciepłowni Przyszłości, co pozwoliłoby na budowę mniejszych magazynów ciepła oraz instalacji fotowoltaicznej o mniejszej mocy. Rozwiązania takie byłoby korzystne pod względem emisji gazów cieplarnianych i efektów środowiskowych w momencie osiągnięcia przez Krajowy System Elektroenergetyczny wysokiego udziału odnawialnych źródeł energii.

Współczynnik $LCOH_{OPEX}$ (który pomija koszty inwestycyjne w zerowym roku projektu) związany jest przede wszystkim z koniecznością z zakupu energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej oraz z kosztami utrzymania instalacji – według założeń z kwietnia 2021 roku, przy bazowej cenie energii elektrycznej określonej na 308,70 pln/MWh, wynosi on około 35 pln/GJ. Koszty operacyjne Demonstratora są bardzo stabilne z uwagi na wykorzystanie lokalnych źródeł energii oraz magazynowania ciepła. Jedynym czynnikiem zmiennym jest zakup energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej, który stanowi niewielką część całościowego bilansu energii elektrycznej. W przypadku ciepłowni węglowych i gazowych duży wpływ na zmianę (a raczej wzrost) kosztów operacyjnych mają ceny uprawnień do emisji CO₂. Z uwagi na to OPEX Technologii Ciepłowni Przyszłości jest niezwykle konkurencyjny w stosunku do OPEX-ów innych technologii. Kluczową barierą we wdrażaniu Ciepłowni Przyszłości Euro Energy HC Plant są bardzo wysokie koszty inwestycyjne.

5. Uwarunkowania formalno-prawne dot. Technologii Ciepłowni Przyszłości

Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

Demonstrator Technologii - inwestycja na terenie istniejącej ciepłowni

Pierwsza część to Inwestycja na terenie istniejącej ciepłowni (41/3, 41/4 obręb Lidzbark 3), zajmująca powierzchnię mniejszą niż 1 ha. Na tą część składa się:

1. Niskotemperaturowy Magazyn Gruntowy typu BTES– czyli pole pionowych otworowych wymienników ciepła o głębokości 99,5 metrów;
2. Wysokotemperaturowy magazyn wodny typu PTES – sztuczny, izolowany, szczelny basen
3. Maszynownia hybrydowych pomp ciepła wyposażonych w powietrzny wymiennik ciepła
4. Instalacja kolektorów PVT o mocy elektrycznej 190 kWp

Na powyższe prace wymagane są jedynie:

- Projekt Prac Geologicznych (PRG) – 30 dni, (w przypadku braku uwag do PRG po 30 dniach można realizować odwierty)
- Pozwolenie na Budowę (PnB) – ok. 65 dni

Nie ma żadnych innych niż złożenie Projektu Robót Geologicznych i uzyskanie Pozwolenia na Budowę niestandardowych procedur formalno-prawnych, które należy uwzględnić w procesie inwestycyjnym. W szczególności nie jest konieczne opracowanie Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia ani wydanie Decyzji Środowiskowej, ponieważ teren zajmowany przez Demonstrator będzie mniejszy niż 1 ha. W związku z tym Inwestycja nie spełnia wymagań ustawy z dnia 10 września 2019 Poz. 1839 dotyczących przedsięwzięć mogących oddziaływać na środowisko.

Wykonanie magazynu wysokotemperaturowego w postaci sztucznego zbiornika wodnego nie wymaga uzyskania pozwolenia wodnoprawnego. W Ustawie z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (tj.. Dz.U. z 2021 r. poz. 624) podlegają zbiorniki nieszczelne, a więc takie, z których woda w jakikolwiek sposób może przeniknąć do gruntu bądź napełniane są wodami gruntowymi. Szczelny zbiornik nie wpływa na

lokalne zasoby wodne. Zbiorniki szczelne, wyłożone np. folią, murowane, czy w inny sposób zabezpieczone przed przesiąkaniem, nie spełniają definicji urządzenia wodnego zamieszczonej w art. 16 pkt 65 Prawa wodnego (nie służą do kształtowania zasobów wodnych lub korzystania z tych zasobów). Również odprowadzanie wód opadowych i roztopowych do takich zbiorników nie wymaga uzyskania pozwolenia wodnoprawnego na usługę wodną bądź szczególne korzystanie z wód. Na podstawie art. 7 ust. 2 Prawa wodnego przepisów ustawy nie stosuje się do korzystania z wody zgromadzonej za pomocą urządzeń oraz instalacji technicznych niebędących urządzeniami wodnymi, np. gromadzenia wody opadowej w szczelnych zbiornikach.

Procedura dla Demonstratora Technologii:

- I. Opracowanie Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia – nie wymagane
- II. Opracowanie i złożenie Wniosku o wydanie decyzji środowiskowej bądź odstąpienia od jej wydania – nie wymagane
- III. Uzyskanie uzyskania decyzji o warunkach zabudowy (WZ) – nie wymagane – obowiązuje Miejscowy plan zagospodarowania
- IV. Przygotowanie i zgłoszenie Projektu Robót Geologicznych; 30 dni;
- V. Przygotowanie wielobranżowego projektu budowlanego - czas przygotowania projektu do 60 dni;
- VI Przygotowanie projektu wykonawczego sieci elektrycznych, sieci sanitarnych oraz konstrukcji instalacji fotowoltaicznej – czas realizacji do 30 dni;
- VII. Uzgodnienie projektów wykonawczych z Zespołem Uzgadniania Dokumentacji Projektowej (ZUDP) – czas realizacji do 14 dni;
- VIII. Zgłoszenie budowy przyłącza sieci ciepłej; czas realizacji 30 dni;
- IX. Uzyskanie promesy koncesji w URE – nie dotyczy.
- X. Podłączenie i uruchomienie paneli PVT wraz ze wszystkimi pomiarami - uzgodnienia rozruchowe i eksploatacyjne z OSD – czas realizacji do 30 dni;

XI. Opracowanie dokumentacji powykonawczej – czas realizacji do 14 dni;

XII. Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie inwestycji; czas realizacji 30-60 dni;

XIII. Rozpoczęcie produkcji energii.

System Demonstracyjny - wymiana sieci i węzłów ciepłych.

Druga część inwestycji to modernizacja Systemu Demonstracyjnego realizowana poprzez wymianę kanałowych sieci ciepłowniczych na sieci preizolowane, instalację indywidualnych węzłów ciepłowniczych dla poszczególnych budynków i likwidacja węzłów grupowych oraz instalacja węzła chłodniczego.

Na tą część prac wymagane jest jedynie zgłoszenie dotyczące wymiany sieci. Modernizacja węzłów ciepłowniczych nie wymaga żadnych procedur formalno–prawnych.

Dedykowana farma fotowoltaiczna o mocy ok. 1,259 MWp

Trzecia część to dedykowana dla Demonstratora Technologii farma fotowoltaiczna o mocy ok. 1,260 MWp zlokalizowana na pobliskiej działce (działka 2/55 obręb Koniewo) oddalonej od maszynowni pomp ciepła o około 600 metrów. Energia elektryczna produkowana przez instalację PV jest w 96% zużywana na potrzeby własne Demonstratora Technologii.

Procedura dla farmy fotowoltaicznej 1,2590 MWp:

- I. Opracowanie Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia i analiza dokumentacji przez organ prowadzący – czas realizacji do 14 dni;
- II. Opracowanie i złożenie Wniosku o wydanie decyzji środowiskowej bądź odstąpienia od jej wydania – czas realizacji do 14 dni;
- III. Uzyskanie uzyskania decyzji o warunkach zabudowy (WZ) – czas realizacji do 60 dni;
- IV. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej od OSD i podpisanie umowy przyłączeniowej – czas realizacji do 150 dni – w trakcie procedowania od grudnia 2021.
- V. Przygotowanie projektu budowlanego i wykonawczego branży elektrycznej, instalacji fotowoltaicznej oraz zagospodarowania terenu – czas realizacji do 30 dni;
- VI. Uzgodnienie projekty z Zespołem Uzgadniania Dokumentacji Projektowej (ZUDP) – czas realizacji do 14 dni;
- VII. Uzyskanie pozwolenia na budowę – czas realizacji do 65 dni;
- VIII. Uzyskanie promesy koncesji w URE – nie dotyczy.
- IX. Budowa farmy PV czas realizacji ok. 16 tygodni:
- X. Podłączenie i uruchomienie farmy fotowoltaicznej wraz ze wszystkimi pomiarami - uzgodnienia rozruchowe i eksploatacyjne z OSD – czas realizacji do 30 dni;
- XI. Opracowanie dokumentacji powykonawczej – czas realizacji do 14 dni;
- XII. Uzyskanie koncesji od URE;
- XIII. Rozpoczęcie produkcji energii elektrycznej.

Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Ciepłowni Przyszłości

Taksonomia klimatyczna 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 jest regulowany przez:

- *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* [25] (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* [26] – określa ona kryteria dla działalności gospodarczej zrównoważonej środowiskowo.

Według Dyrektywy [26] 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 [26] oraz oceniono jak Technologia Ciepłowni Przyszłości realizuje wskazane cele środowiskowe.

Tabela 4. Cele środowiskowe

Cel środowiskowy		Realizacja celu przez Technologię Ciepłowni Przyszłości
Łagodzenie zmian klimatu		
a)	wytwarzanie energii ze źródeł	Technologia wykorzystuje moduły PV, kolektory PVT, które pozwalają na produkcję zarówno ciepła i energii elektrycznej z energii słonecznej, a także pozwalają, za pośrednictwem pomp ciepła, na zeroemisyjne ładowanie magazynów ciepła. W efekcie ponad 90% zapotrzebowania na ciepło w Systemie Demonstracyjnym będzie pokrywane przez energię wyprodukowaną z odnawialnych źródeł energii.
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 lub olejowe). Ponadto w ramach projektu zostanie wykonana modernizacja fragmentu sieci ciepłowniczych, która pozwoli na ograniczenie strat przesyłowych w układzie.
c)	rozwój zrównoważonej mobilności	-
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	-
g)	stworzenie infrastruktury energetycznej wymaganej do	Ciepło w układzie produkowane jest przez pompy ciepła zasilane energią elektryczną, częściowo pobieraną z sieci elektroenergetycznej. Wraz z rozwojem zeroemisyjnej sieci elektroenergetycznej, produkcja ciepła w Ciepłowni automatycznie

	obniżenia emisyjności systemów energetycznych	<p>również stanie się mniej emisyjna. Oznacza to, że obniżenie wpływu sektora ciepłowniczego na środowisko zostałyby skorelowane z transformacją sektora elektroenergetycznego.</p> <p>Ponadto, dzięki jednoczesnemu zastosowaniu pomp ciepła i magazynów ciepła, opracowaną Technologię Ciepłowni Przyszłości można wykorzystać do częściowego bilansowania systemu elektroenergetycznego lub lokalnego systemu energetycznego. Pozwoliłoby to na szybsze i bezpieczniejsze instalowanie mocy wytwórczych OZE, które wymagają zapewnienia odpowiedniej elastyczności systemu. W okresie od późnej wiosny do wczesnej jesieni układ pozwalałby na pobieranie nadwyżki energii elektrycznej sieci i ładowanie długoterminowych magazynów ciepła.</p>
h)	produkcja czystych paliw	-
i)	wspomaganie działań a) -h)	-
Adaptacja do zmian klimatu		
a)	adaptacja do niekorzystnych skutków zmian klimatu dla działalności gospodarczej	<p>Zmiany klimatu przyczyniają się do coraz większego zapotrzebowania na chłód. W Technologii Ciepłowni Przyszłości chłód powstaje jako 'odpad' przy produkcji ciepła przez pompy ciepła. Opracowana technologia jest gotowa na produkcję chłodu, co więcej produkcja chłodu pozwala na lepsze bilansowanie magazynów energii zwiększając wydajność całego systemu. Dodatkowo sprzedaż chłodu może zdecydowanie poprawić efektywność ekonomiczną Technologii Ciepłowni Przyszłości.</p> <p>Należy podkreślić, że systemowa produkcja chłodu w Ciepłowni Przyszłości jest zdecydowanie efektywniejsza energetycznie niż produkcja lokalna. Co więcej chłód może być produkowany z udziałem OZE sięgającym 100%.</p>
b)	adaptacja do niekorzystnych skutków zmian klimatu	Zmiany klimatu przyczyniają się do coraz większego zapotrzebowania na chłód. Technologia Ciepłowni Przyszłości pozwoli na dostarczenie chłodu do odbiorców końcowych,

	wywieranych na ludzi, przyrodę lub aktywa	zapewniając im tym samym komfort termiczny także podczas upalnych okresów.
Zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich		
a)	gospodarka ściekami komunalnymi i przemysłowymi	-
b)	zapobieganie zanieczyszczeniu wody	Technologia nie przyczynia się do zanieczyszczenia wody.
c)	poprawa gospodarki wodnej i efektywności zużycia wody	Basen wodny, który służy za magazyn ciepła jest dobrze uszczelniony i odizolowany od środowiska – producent daje gwarancję, że rocznie z basenu o pojemności 15 tys. m ³ nie ubędzie więcej niż 20 litrów wody. Oznacza to, że basen wody jest w praktyce obiegiem zamkniętym.
d)	zrównoważone wykorzystanie morskich usług ekosystemów	-
e)	wspomaganie działań a) -d)	-
Przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym		
a)	wykorzystanie efektywnych w produkcji zasobów naturalnych (m.in. ograniczenie zużycia surowców pierwotnych)	Wykorzystanie technologii pozwala na zdecydowane ograniczenie 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 pomp ciepła, wysokotemperaturowego magazynu wodnego oraz niskotemperaturowego magazynu gruntowego przewidziany jest na co najmniej 25 lat, zaś instalacji PV i PVT na 20 lat. Pompy obiegowe oraz część aparatury kontrolno-pomiarowej zostanie wymieniana w 15. roku inwestycji.

		System będzie wykorzystywał również telemetrię do analizy pracy systemu. W momencie nieprawidłowości w działaniu instalacji, zbierane dane pozwolą szybko ją wykryć i odpowiednio na nią zareagować. Dzięki odpowiedniej konserwacji i serwisowaniu układu czas jego eksploatacji zostanie znacząco wydłużony.
c)	zwiększenie możliwości recyklingu produktów	-
d)	ograniczenie zawartości substancji niebezpiecznych	-
e)	przedłużenie okresu użytkowania produktów (m.in. ponowne wykorzystanie produktów)	Zastosowano wysokotemperaturowe pompy ciepła, które nie zmieniają 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	Ciepłownia Przyszłości nie wytwarza odpadów produkowanych przez klasyczne ciepłownie (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)	-
Zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola		
a)	ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza, wody lub ziemi	Działalność Ciepłowni Przyszłości nie wiąże się z emisją zanieczyszczeń – ani do powietrza, wody czy ziemi. Dzięki wdrożeniu Technologii Ciepłowni Przyszłości możliwe jest uniknięcie zanieczyszczeń związanych z produkcją ciepła poprzez spalanie paliw kopalnych lub poprzez spalanie biomasy.
b)	poprawa jakości powietrza, wody lub gleby na obszarze prowadzonej działalności	Zastąpienie emisyjnych źródeł wytwórczych opartych na spalaniu paliwa kopalnych lub biomasy. Technologia pozwala na poprawę jakości powietrza, dzięki całkowitej likwidacji lokalnych emisji zanieczyszczeń.
c)	zapobieganie niekorzystnym skutkom wynikającym z produkcji, stosowania lub unieszkodliwiania chemikaliów	Technologia nie wykorzystuje ani nie produkuje chemikaliów.
d)	usuwanie śmieci i innych rodzajów zanieczyszczeń	-
e)	wspomaganie działań a) -d)	-
Ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów		
a)	zachowanie przyrody i bioróżnorodności	-
b)	zrównoważone użytkowanie gruntów	-
c)	zrównoważone praktyki rolnicze	-
d)	zrównoważona gospodarka leśna	Technologia Ciepłowni Przyszłości z powodzeniem mogłaby zastąpić ciepłownie w których spalana jest biomasa leśna. Pozwoli to na zmniejszenie zapotrzebowanie na biomasę drzewną.

e)	wspomaganie działań a) -d)	-
----	-------------------------------	---

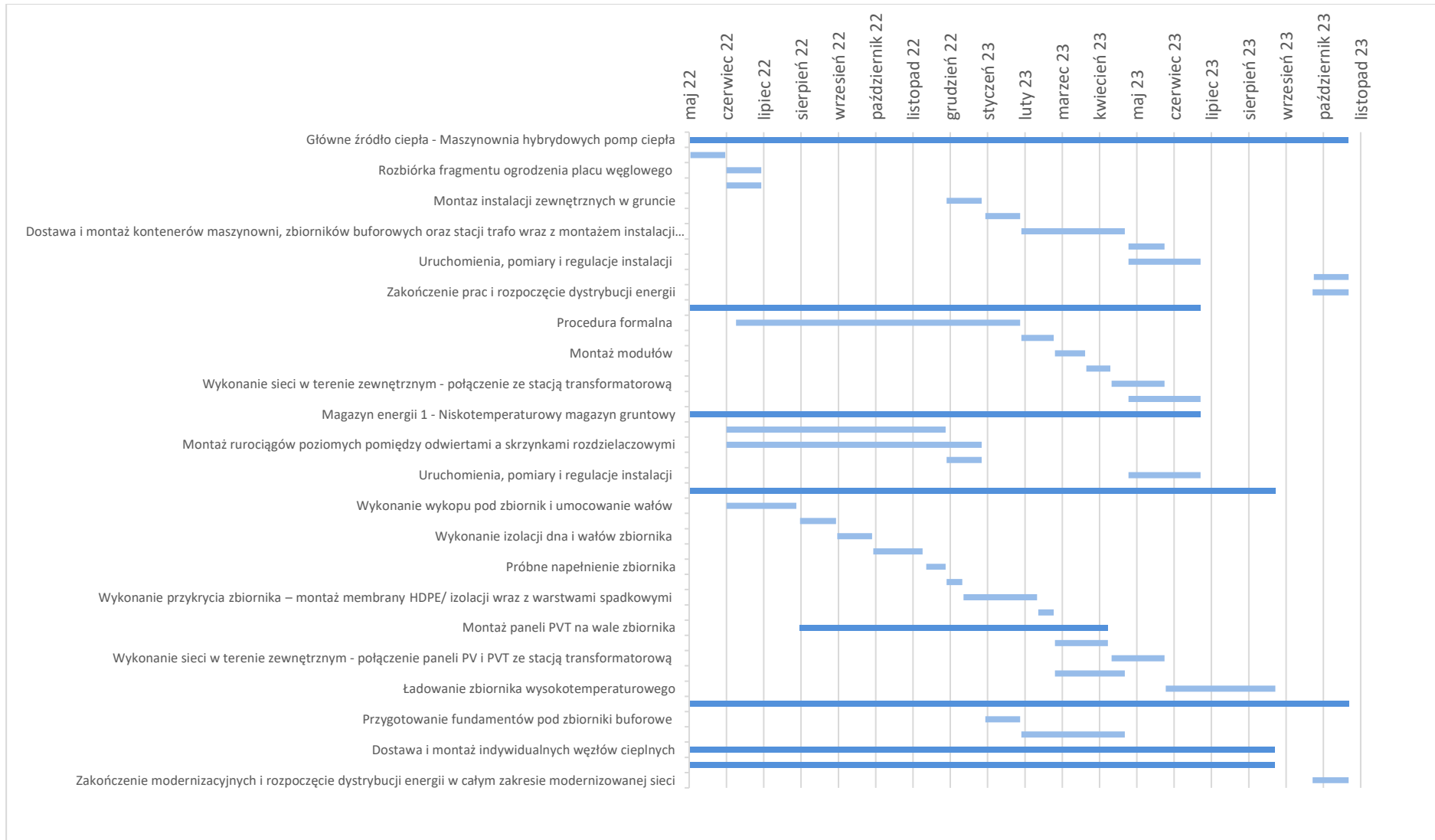
6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii

Rozpoczęcie inwestycji planowane jest na 2 maja 2022 roku, a wszystkie prace mają zakończyć się 31 października 2023 roku.

Tabela 5. Harmonogram budowy Demonstratora

Harmonogram Ciepłownia Przyszłości			
Opis zadania	Start	Ilość dni	Koniec
Główne źródło ciepła - Maszynownia hybrydowych pomp ciepła	02.05.2022	547	31.10.2023
Przygotowanie terenu inwestycji, placu budowy i zaplecza budowy	02.05.2022	29	31.05.2022
Rozbiórka fragmentu ogrodzenia placu węglowego	01.06.2022	29	30.06.2022
Rozbiórka fragmentu drogi pożarowej	01.06.2022	29	30.06.2022
Montaż instalacji zewnętrznych w gruncie	01.12.2022	29	30.12.2022
Przygotowanie placu i fundamentów maszynowni	02.01.2023	29	31.01.2023
Dostawa i montaż kontenerów maszynowni, zbiorników buforowych oraz stacji Trafo wraz z montażem instalacji zewnętrznych	01.02.2023	86	28.04.2023
Wykonanie nowych dojazdów i części drogi pożarowej	01.05.2023	30	31.05.2023
Uruchomienia, pomiary i regulacje instalacji	01.05.2023	60	30.06.2023
Uprzątnięcie placu budowy i zaplecza budowy	02.10.2023	29	31.10.2023
Zakończenie prac i rozpoczęcie dystrybucji energii	01.10.2023	30	31.10.2023
Źródło energii elektrycznej - PV	01.03.2022	486	30.06.2023
Procedura formalna	17.01.2022	164	30.06.2022
Przygotowanie terenu i posadowienie konstrukcji	01.02.2023	27	28.02.2023
Montaż modułów	01.03.2023	25	26.03.2023
Montaż falowników i okablowanie	27.03.2023	20	16.04.2023
Wykonanie sieci w terenie zewnętrznym - połączenie ze stacją transformatorową	17.04.2023	44	31.05.2023
Uruchomienia, pomiary i regulacje instalacji	01.05.2023	60	30.06.2023

Magazyn energii 1 - Niskotemperaturowy magazyn gruntowy	01.03.2022	486	30.06.2023
Wykonanie odwiertów pod gruntowe wymienniki ciepła wraz z wykonaniem kolektorów pionowych	01.06.2022	182	30.11.2022
Montaż rurociągów poziomych pomiędzy odwiertami a skrzynkami rozdzielczowymi	01.06.2022	212	30.12.2022
Montaż instalacji zewnętrznych w gruncie - połączenie skrzynek rozdzielczych z maszynownią	01.12.2022	29	30.12.2022
Uruchomienia, pomiary i regulacje instalacji	01.05.2023	60	30.06.2023
Magazyn energii 2 - Wysokotemperaturowy magazyn wodny	01.03.2022	548	31.08.2023
Wykonanie wykopu pod zbiornik i umocowanie wałów	01.06.2022	58	29.07.2022
Zagęszczenie warstwy gruntu rodzimego wraz z wykonaniem warstwy wyrównawczo- wzmocniającej	01.08.2022	30	31.08.2022
Wykonanie izolacji dna i wałów zbiornika	01.09.2022	29	30.09.2022
Ułożenie membrany HDPE na dnie i wałach zbiornika	01.10.2022	41	11.11.2022
Próbné napełnienie zbiornika	14.11.2022	16	30.11.2022
Zakończenie docelowego napełnienia zbiornika wraz z rozpoczęciem montażu przykrycia	01.12.2022	13	14.12.2022
Wykonanie przykrycia zbiornika – montaż membrany HDPE/ izolacji wraz z warstwami spadkowymi	15.12.2022	61	14.02.2023
Wykonanie warstw wykończeniowych pokrywy zbiornika	15.02.2023	13	28.02.2023
Montaż paneli PVT na wale zbiornika	01.08.2022	256	14.04.2023
Montaż paneli PV na pokrywie zbiornika	01.03.2023	44	14.04.2023
Wykonanie sieci w terenie zewnętrznym - połączenie paneli PV i PVT ze stacją transformatorową	17.04.2023	44	31.05.2023
Montaż chłodnic wentylatorowych na wałach wraz z orurowaniem	01.03.2023	58	28.04.2023
Ładowanie zbiornika wysokotemperaturowego	01.06.2023	91	31.08.2023
Dystrybucja	01.03.2022	609	31.10.2023
Przygotowanie fundamentów pod zbiorniki buforowe	02.01.2023	29	31.01.2023
Dostawa i montaż zbiorników buforowych wraz z montażem instalacji zewnętrznych	01.02.2023	86	28.04.2023
Dostawa i montaż indywidualnych węzłów cieplnych	02.05.2022	486	31.08.2023
Modernizacja sieci ciepłowniczych z zastosowaniem rurociągów preizolowanych	02.05.2022	486	31.08.2023
Zakończenie modernizacyjnych i rozpoczęcie dystrybucji energii w całym zakresie modernizowanej sieci	01.10.2023	30	45230,00



Rysunek 12. Harmonogram budowy Demonstratora

7. Skalowalność i replikowalność Technologii Ciepłownia Przyszłości

Skalowalność

Skalowanie odbywa się poprzez proporcjonalne zwiększenie mocy składowych elementów Systemu Demonstratora odpowiednio do zamówionego zapotrzebowania na moc cieplną c.o. i c.w.u. Zastosowane rozwiązania magazynowania energii oraz wykorzystanie modułowych zestawów pomp ciepła umożliwia precyzyjne dostosowanie mocy maszynowni do zapotrzebowania, na poziomie szczegółowości rzędu 50 kW.

Warunkiem skalowalności i replikowalności koncepcji jest dostępność wymaganej powierzchni działki na której mieszczą się: maszynownia hybrydowych pomp ciepła i magazyny ciepła (gruntowy magazyn ciepła oraz zbiornik wodny) oraz moduły fotowoltaiczne.

W celu zwiększenia możliwości replikacji koncepcji zastosowano rozwiązania minimalizujące zapotrzebowanie na powierzchnię gruntu, tj. gruntowe wymienniki ciepła umiejscowiono bezpośrednio pod basenem wodnym, maszynownią pomp ciepła oraz hybrydowymi kolektorami PVT. Istotne jest, że farma fotowoltaiczna może zostać zlokalizowana poza główną częścią instalacji, zaś energia elektryczna jest przesyłana wówczas bezpośrednią linią średniego napięcia. Istotne jest również to, że koncepcja może być wdrożona także poza terenem istniejącej centralnej ciepłowni, w bliskości zasilanego osiedla mieszkaniowego – pozwala to także na dodatkowy rozwój sieci ciepłowniczej.

W poniższej tabeli przedstawiono wskaźniki zajętości terenu dla poszczególnych komponentów ciepłowni. Zwiększanie mocy całej ciepłowni HC Plant odbywa się poprzez liniowe zwiększanie mocy (wymiarów) poszczególnych elementów. Aby zmaksymalizować wykorzystanie powierzchni, na terenie, na którym wykonano odwierty na potrzeby niskotemperaturowego magazynu gruntowego, można posadzić maszynownię pomp ciepła, powietrzne wymienniki ciepła, wysokotemperaturowy magazyn wodny, kolektory hybrydowe PVT oraz część instalacji PV. Ponadto na ścianach magazynu wodnego również można zamontować panele fotowoltaiczne. Działkę z tymi komponentami można określić mianem „głównej działki ciepłowni”. Musi się ona znajdować w bliskim otoczeniu ogrzewanych budynków, aby minimalizować straty przesyłowe ciepła. Pozostałą część farmy fotowoltaicznej można umieścić na oddzielnej działce znajdującej się poza miastem.

Warto zauważyć, iż zbudowanie wysokotemperaturowego magazynu wodnego nad gruntowymi wymiennikami ciepła stanowi dodatkową izolację od góry niskotemperaturowego magazynu gruntowego.

Tabela 6. Wskaźniki zajętości terenu komponentów ciepłowni na potrzeby skalowalności

Lp.	Komponent	Wskaźnik zajętości terenu [m ² /MW _{PC}]
1	Maszynownia pomp ciepła	od 45 do 115
2	Powietrzne wymienniki ciepła	25
3	Kolektory hybrydowe PVT	750
4	Wysokotemperaturowy magazyn wodny	1 900
5	Niskotemperaturowy magazyn gruntowy	3 900
6	Panele PV	4 700

Replikowalność

Ciepłownia Przyszłości Euros Energy HC Plant ma potencjał do pracy zarówno w konfiguracji scentralizowanej jak i rozproszonej, co zwiększa możliwości jego zastosowania. HC Plant może być źródłem centralnym dla systemu ciepłowniczego lub zasilać wydzielony obszar sieci. Poszczególne jego elementy także mogą pracować w rozproszeniu, co umożliwia łatwiejsze dostosowanie się do topologii i własności terenów w danej lokalizacji.

Ciepłownia Przyszłości Euros Energy HC Plant projektowo pozwala na uzyskanie nośnika ciepła o temperaturze 80°C, przy posiadaniu technicznej możliwości osiągnięcia temperatury zasilania na poziomie 90°C. Oznacza to, że HC Plant można zintegrować z modernizowanymi obecnie sieciami ciepłowniczymi. Warto jednak zauważyć, że postępujący proces termomodernizacji budynków oraz podniesienie średniej temperatury otoczenia w sezonie zimowym zmniejszają zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców końcowych, a w rezultacie mogą prowadzić do zmniejszenia maksymalnej temperatury pracy sieci ciepłowniczych.

Dalsze obniżenie się temperatury w sieci ciepłowniczej przyczyni się do zwiększenia efektywności systemu HC Plant, co otwiera drogę tej technologii do implementacji także w sieciach niskotemperaturowych, które mogą rozwijać się w przyszłości.

Ciepłownia Przyszłości Euros Energy HC Plant może być także stosowana w okresach przejściowych transformacji energetycznej ciepłowni lub przy niedostatecznej ilości miejsca pod nową instalację. Na takie rozwiązanie pozwala możliwość pracy szeregowej HC Plant z istniejącymi już źródłami ciepła. W takiej sytuacji budowany jest system multiwalentny równoległy lub mieszany, w którym HC Plant stanowi źródło podstawowe lub uzupełniające.

Powierzchnia terenu potrzebnego na instalację HC Plant w przeliczeniu na osiągalną moc jest większa niż dla ciepłowni klasycznych, jednakże nadal znajduje się w racjonalnym zakresie, zwłaszcza biorąc pod uwagę zapewnienie lokalnej produkcji energii elektrycznej z OZE. Powierzchnia dla centralnego źródła ciepła potrzebna na zainstalowanie urządzeń i magazynów pozwalających na osiągnięcie mocy grzewczej około 3.5 MW wynosi mniej niż 1 hektar.

Jednym z elementów, który świadczy o dobrej replikowalności technologii HC Plant jest łatwość obsługi. Pompy ciepła określane są czasem mianem urządzeń typu „zainstaluj i zapomnij”, z uwagi na ich całkowitą bezobsługowość. Oczywiście można wpływać na ich pracę i decydować o realizowanych funkcjach. Jednak z założenia pompy ciepła w HC Plant są sterowane automatycznie w taki sposób, aby zmaksymalizować wykorzystanie lokalnie dostępnej energii z OZE. Ponadto w systemie nie są spalane żadne paliwa, dzięki czemu nie występuje cały szereg czynności obecny w klasycznych ciepłowniach – transport i składowanie paliwa, procesy czyszczenia kotłów i ciągów spalinowych, składowanie powstałego żużlu i popiołu. Procesy technologiczne prowadzone w HC Plant wymagają jedynie kontroli ciśnienia w systemie hydraulicznym, poprawności przepływów oraz parametrów elektrycznych. Proces sterowania odbywa się automatycznie, aczkolwiek użytkownik ma możliwość wpływu na działanie systemu przez panel operatorski w komputerze. Co więcej, pompy ciepła w układzie zasilane są energią elektryczną, co gwarantuje łatwość i szybkość wyłączenia lub włączenia systemu. Wyłączenie systemu następuje w wyniku polecenia z panelu operatorskiego lub w sytuacjach awaryjnych (np. związanych z koniecznością odcięcia dopływu energii elektrycznej przez odłączenie systemu od sieci elektroenergetycznej). Ponowne uruchomienie całego systemu i jego gotowość do automatycznej pracy jest możliwe po nie więcej niż 10 minutach od odstawienia. Pozwala to na minimalizację ryzyka wystąpienia przerw w dostawie ciepła do klientów,

Kolejnym istotnym elementem replikowalności Ciepłowni Przyszłości Euros Energy HC Plant jest relatywnie krótki czas realizacji budowy wynoszący około półtora roku. W przypadku większych inwestycji, dla których niezbędne będzie przeprowadzenie procedury oddziaływania na środowisko, czas ten może się wydłużyć z uwagi na procedury formalne.

Z perspektywy replikowalności niezwykle ważna jest także dostępność składowych (urządzeń) prezentowanej technologii. W przypadku HC Plant praktycznie wszystkie elementy składowe (pompy ciepła, panele PV, falowniki, wymienniki gruntowe) są rozpowszechnione na poziomie komercyjnym. Jedyną technologią, która nie jest jeszcze szeroko dostępna na rynku, to kolektory hybrydowe PVT. Wykonawcy udało znaleźć jedną firmę, która na zamówienie jest w stanie dostarczyć moduły PVT. Można mieć też nadzieję, że stopniowe rozpowszechnienie systemu HC Plant w ciepłownictwie pozwoli na szybszy rozwój skomercjalizowanej technologii PVT. Kolektory PVT można zastąpić jednoczesnym montażem paneli fotowoltaicznych i kolektorów słonecznych, jednakże takie rozwiązanie charakteryzuje się mniejszą gęstością energii.

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. Warto również zauważyć, że z uwagi na wieloźródłowość HC Plant, awaria tylko jednej z pomp ciepła nie zaburzy w sposób szczególny pracy całej sieci ciepłowniczej.

Podobnie jak dostępność elementów składowych technologii, z punktu widzenia replikowalności niezwykle ważna jest dostępność substratów i nośników energii. Dzięki zastosowaniu magazynów energii HC Plant będzie wykorzystywał głównie energię elektryczną pochodzącą z lokalnych źródeł energii odnawialnej. Z założenia system będzie także podłączony do krajowej sieci elektroenergetycznej, z której będzie pobierał część energii elektrycznej (nie więcej niż 15%) na potrzeby pracy pomp ciepła - głównie o sezonie zimowym. Aczkolwiek, w przyszłości istnieje również możliwość całkowitego uniezależnienia technologii HC Plant od KSE przy zwiększeniu mocy lokalnego OZE i wykorzystaniu dodatkowego magazynu energii elektrycznej.

Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła

Euros Energy HC Plant jest technologią, która pozwoli zbudować konkurencyjność ciepłownictwa systemowego. Głównymi elementami, które świadczą o atrakcyjności technologii Euros Energy HC Plant jako Ciepłowni Przyszłości, są:

- elastyczność pracy pozwalająca na płynne dostosowywanie się do zmieniającego się zapotrzebowania na ciepło,
- zwiększenie wykorzystania energii odnawialnej w ciepłownictwie,
- możliwość współpracy HC Plant modernizowanymi obecnie sieciami ciepłowniczymi,
- możliwość świadczenia usługi sprzedaży chłodu dla odbiorców końcowych.

Ciepłownia Przyszłości Euros Energy HC 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 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 w warunkach długotrwałego zmniejszenia się zapotrzebowania na ciepło. 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. Co więcej, w magazynach energii, które służą jako dolne źródła dla pomp ciepła, dłużej będą utrzymywane wysokie temperatury. Oba te czynniki sprawiają, iż wydajność pompy ciepła rośnie, a zatem spada koszt dostarczanego ciepła.

Ponadto zmniejszenie odbioru ciepła z układu pozwoli na ładowanie magazynów energii głównie ze źródeł OZE. Dzięki temu w systemie zwiększy się wykorzystanie odnawialnych źródeł energii i zmniejszy się pobór energii z krajowego systemu elektroenergetycznego. Warto także zauważyć, że dzięki zastosowaniu magazynów ciepła technologią HC Plant można dostosować do współpracy z niemal wszystkimi lokalnymi źródłami energii odnawialnej, nie tylko farmami wiatrowymi czy instalacjami fotowoltaicznymi do produkcji energii elektrycznej zasilającej pompy ciepła. Jako dolne źródło dla pomp ciepła z powodzeniem można będzie wykorzystać kolektory słoneczne, energię geotermalną czy ciepło odpadowe. Najszerzej dostępna będzie tak zwana geotermia płytka, która charakteryzuje się źródłami o temperaturze nieprzekraczającej 30°C. Ciepło o tej temperaturze w instalacjach klasycznych wymagałoby zużycia jeszcze większej ilości paliwa, aby podgrzać je do temperatury panującej w sieci ciepłowniczej, co wiązałoby się ze znaczącymi emisjami CO₂ do atmosfery. Problem ten nie występuje, gdy ciepło to wykorzystane zostałoby jako dolne źródła dla pomp ciepła. Ponadto w przypadku wykorzystania ciepła geotermii płytkiej nie wystąpi potrzeba wykonywania bardzo głębokich odwiertów.

W kontekście przyszłości ciepłownictwa wskazuje się także na kierunek przekształcania sieci ciepłowniczych w sieci niskotemperaturowe [2], [27]. Im niższa temperatura nośnika ciepła, tym niższe straty przesyłowe, a zatem większa efektywność całego systemu ciepłowniczego. Istotną cechą technologii Euros Energy HC Plant jest możliwość współpracy zarówno z modernizowanymi sieciami ciepłowniczymi (temperatury zasilania do 90°C), jak i sieciami niskoparametrowymi, dzięki wykorzystaniu w systemie pomp ciepła. Technologia Euros Energy HC Plant może pracować w układzie, w którym pompy ciepła są zlokalizowane w węzłach odbiorców lub w węzłach grupowych. W tak rozplanowanym systemie temperatura pracy sieci ciepłowniczej wynosi nie więcej niż 40°C, co diametralnie redukuje straty przesyłowe i podnosi efektywność całego systemu. Co więcej, zastosowanie w sieci ciepła niskotemperaturowego pozwala na instalację rur o mniejszych średnicach i rurociągów z tworzyw sztucznych w jednej izolacji (co oznacza możliwość wykonania mniejszych wykopów i szybszy postęp prac), a także wprowadzenie usługi dystrybucji chłodu. Obniżaniu parametrów sieci będzie sprzyjała termomodernizacja budynków na szeroką skalę. Nie dość, że technologia HC Plant bezproblemowo dostosuje się do nadchodzących zmian na rynku ciepła, to obniżeniu temperatury w sieci ciepłowniczej będzie towarzyszył wzrost wydajności pomp ciepła pracujących w układzie.

Technologia Demonstratora Ciepłowni Przyszłości Euros Energy HC 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 to 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, HC Plant mógłby wykorzystywać sieć ciepłowniczą jako dolne źródło dla pomp ciepła produkujących c.w.u. w węzłach u odbiorców końcowych

Ciepłownia Przyszłości Euros Energy HC Plant może również oferować usługę stabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego, dzięki jednoczesnemu zastosowaniu pomp ciepła i magazynów

ciepła. Częściowe bilansowanie systemu elektroenergetycznego przez HC Plant, pozwoliłoby na szybsze i bezpieczniejsze instalowanie mocy wytwórczych OZE, które wymagają zapewnienia odpowiedniej elastyczności systemu. W okresie od późnej wiosny do wczesnej jesieni układ HC Plant pozwalałby na pobieranie nadwyżki energii elektrycznej sieci i ładowanie długoterminowych magazynów ciepła.

8. Obliczenia

Symulator Demonstratora

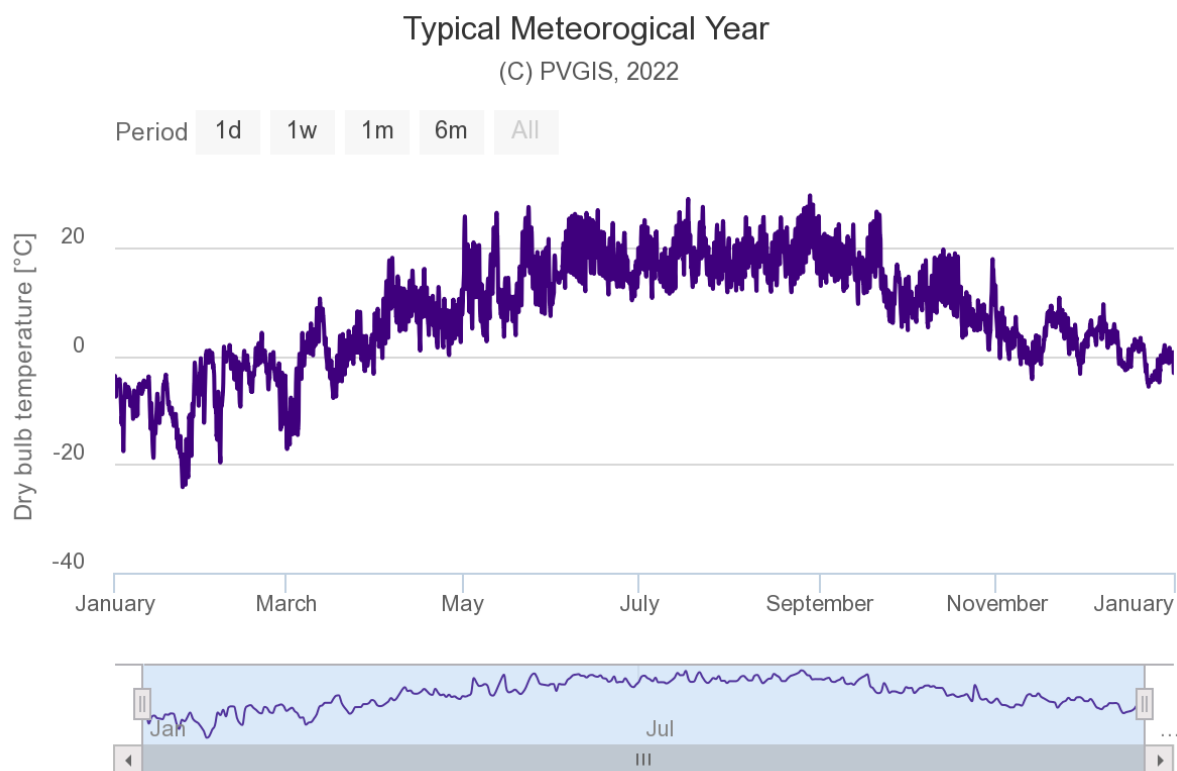
Symulator Demonstratora to model numeryczny wykonany przy użyciu pakietu TRNSYS 18 oraz bibliotek TESS 18 w celu symulacji pracy Demonstratora Technologii. Symulator Demonstratora zawiera zaimplementowany układ hydrauliczny oraz kluczowe komponenty wchodzące w skład Ciepłowni Przyszłości Euros Energy, wraz z algorytmem sterowania. Poszczególne elementy oraz modele urządzeń zostały zamodelowane poprzez komponenty dostępne w bibliotekach TRNSYS 18 lub zewnętrznych wskazanych przez NCBR. Sterowanie układem odbywa się przy pomocy specjalnego sterownika stworzonego w języku Python i zintegrowanego z TRNSYS 18. Wyniki symulacji otrzymywane są na podstawie wartości strumieni energii przepływających pomiędzy poszczególnymi komponentami Demonstratora w każdym kroku czasowym symulacji.

Symulacje TRNSYS wykonywane były domyślnie na przedziale czasowym jednego roku z krokiem czasowym wynoszącym 10 minut. Pracą modelu Ciepłowni Przyszłości zarządza sterownik, który pobierając sygnały stanów komponentów układu wykonuje polecenia skryptu sterującego oraz przesyła zwrotne sygnały sterujące modelami urządzeń.

Skrypt sterujący określa warunki brzegowe symulacji. Warunki te określone zostały na podstawie dokumentacji Przedsięwzięcia „Ciepłowni Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” opracowanej przez NCBR, na podstawie rzeczywistych danych pochodzących z ciepłowni Veolia Północ w Lidzbarku Warmińskim, na podstawie obowiązującego prawa oraz założeń wypracowanych podczas tworzenia koncepcji projektu Ciepłownia Przyszłości przez ekspertów Euros Energy.

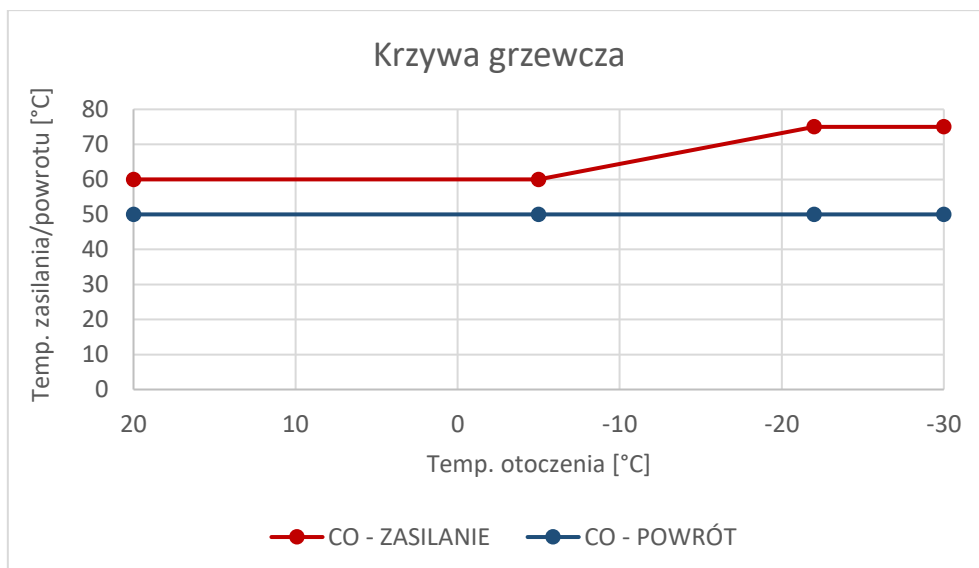
Podstawą do określenia zapotrzebowania sieci ciepłowniczej było określenie profilu temperatury oraz nasłonecznienia w Lidzbarku Warmińskim. W tym celu wykorzystano narzędzie Komisji Europejskiej PVGIS, które na podstawie historycznych danych meteorologicznych pozwala na określenie

parametrów typowego roku meteorologicznego w wybranej lokalizacji – dane dla Lidzbarka Warmińskiego pokazano na rysunku 13.



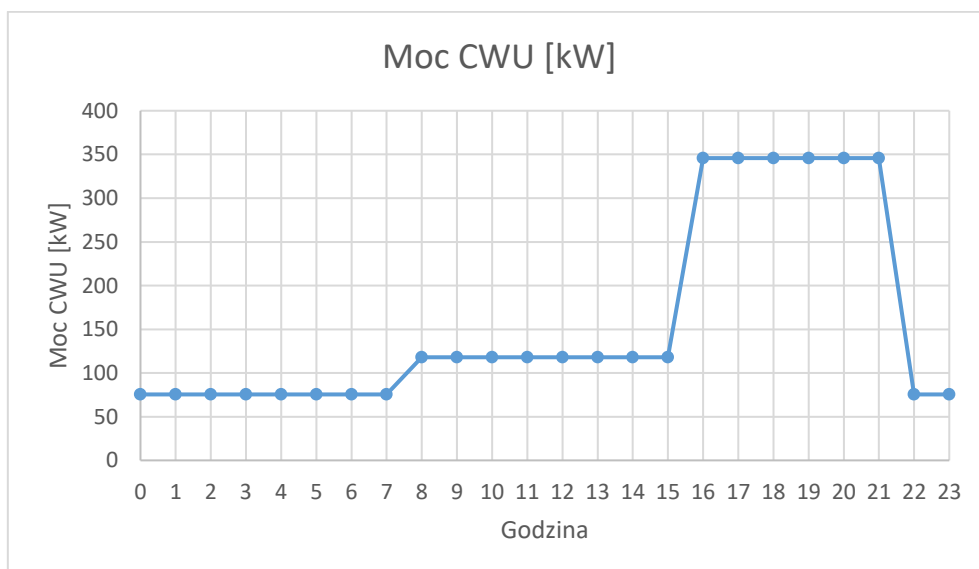
Rysunek 83. Wykres temperatury zewnętrznej typowego roku meteorologicznego w Lidzbarku Warmińskim wygenerowany przez PVGIS.

Zapotrzebowanie sieci ciepłowniczej na CO wyznaczono na podstawie mocy zamówionej budynków podłączonych do sieci, tabeli regulacyjnej (krzywej grzewczej) oraz temperatury zewnętrznej. Założono maksymalne zapotrzebowanie sieci (wynoszące równowartości mocy zamówionej) dla temperatury - 22 °C oraz malejąco liniowo do wartości 100 kW dla temperatury 12 °C.



Rysunek 84. Wykres krzywej grzewczej w Ciepłowni Przyszłości

Krzywą zapotrzebowania na CWU określono na podstawie założeń NCBR oraz skorygowano, aby średnia dobowa moc na CWU odpowiadała danym z ciepłowni Veolia w Lidzbarku Warmińskim. Wynikiem korekty było zwiększenie uśrednionego parametru z prawie 100 kW na około 160 kW.



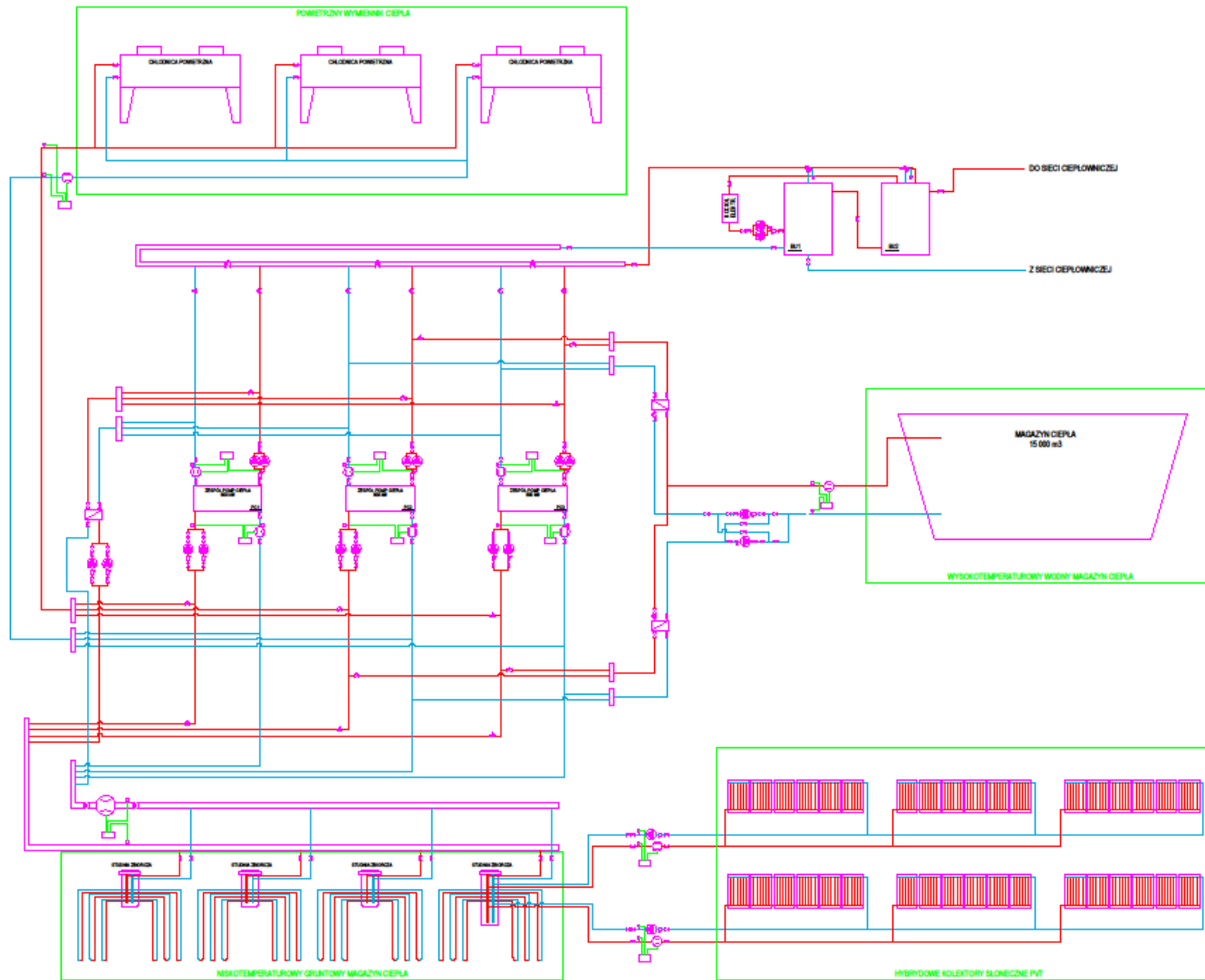
Rysunek 85. Dobowy profil zapotrzebowania na CWU

Na podstawie zapotrzebowania na CO i CWU można określić roczne zapotrzebowanie budynków w przeliczeniu jednostką powierzchni - analizowanego przypadku wynosi on 138 kWh/m².

Symulator Demonstratora zawiera wszystkie najważniejsze komponenty Ciepłowni Przyszłości Euros Energy, w szczególności:

- trzy zespoły pomp ciepła (PC1, PC2 i PC3) zamodelowane przy użyciu komponentu Type927. Na potrzeby modelowania wykorzystano specjalne pliki wsadowe, które określają moc pomp ciepła w zależności od temperatur wlotowych do górnego i dolnego źródła ciepła;
- hybrydowe kolektory słoneczne PVT - zamodelowane przy użyciu komponentu Type50f. Według wiedzy Euros Energy model TRNSYS znacząco zaniża produkcję ciepła i produkcji energii elektrycznej. W rzeczywistości uzysk ciepła z instalacji PVT powinien być około 2,5 razy większy.
- instalacja PV - zamodelowana przy użyciu komponentu Type190c,
- powietrzny wymiennik ciepła - zamodelowany przy użyciu komponentu Type511,
- niskotemperaturowy gruntowy magazyn ciepła - zamodelowany przy użyciu komponentu Type557b,
- wysokotemperaturowy wodny magazyn ciepła - zamodelowany przy użyciu komponentu Type342_fixP,
- bufor sieci ciepłowniczej.

W celu zrealizowania procesów technologicznych konieczne jest zastosowanie zaawansowanego układu hydraulicznego, który stanowi innowacyjne rozwiązanie Euros Energy Sp. Z o. o. Schemat hydrauliczny przedstawiony został na rysunku 16.



Rysunek 16. Schemat hydrauliczny Demonstratora Technologii Ciepłowni Przyszłości Euro Energy HC Plant

Kluczowym rozwiązaniem jest system połączeń hydraulicznych, który umożliwia zarówno szeregową i jak i równoległą pracę zespołów pomp ciepła - przy czym zespoły te pracują szeregowo w kaskadzie tylko w przypadku, gdy przekazują ciepło do buforu sieci ciepłowniczej. W przypadku ładowania magazynów ciepła zespoły pomp ciepła połączone są równolegle. Poszczególne zespoły pomp ciepła w danym momencie mogą pracować w różnych trybach pracy, gdzie poprzez tryb pracy rozumie się określenie rodzaju dolnego oraz górnego źródła ciepła. Jako dolne źródło ciepła dla zespołu pomp PC1 mogą pracować powietrzny wymiennik ciepła i niskotemperaturowy gruntowy magazyn ciepła. W przypadku zespołów pomp PC2 oraz PC3 jako dolne źródło ciepła może ponadto pracować wysokotemperaturowy wodny magazyn ciepła. Niskotemperaturowy gruntowy magazyn ciepła może być ładowany przez wszystkie zespoły pomp ciepła, zaś wysokotemperaturowy magazyn wodny może być ładowany tylko przez zespoły pomp ciepła PC2 oraz PC3.

W układzie może być zatem realizowanych 6 trybów pracy danego zespołu pomp ciepła.

Tabela 7. Zestawienie trybów pracy możliwych do realizacji przez pompy ciepła

Tryb pracy	Dolne źródło ciepła	Górne źródło ciepła	Uwagi
Tryb 1	Niskotemperaturowy magazyn gruntowy	Bufor	
Tryb 2	Powietrzny wymiennik ciepła	Bufor	
Tryb 3	Powietrzny wymiennik ciepła	Niskotemperaturowy magazyn gruntowy	Magazyn ładowany jest tylko przy wykorzystaniu energii elektrycznej z PV i PVT
Tryb 4	Powietrzny wymiennik ciepła	Wysokotemperaturowy magazyn wodny	Magazyn ładowany jest tylko przy wykorzystaniu energii elektrycznej z PV i PVT
Tryb 5	Wysokotemperaturowy magazyn wodny	Bufor	
Tryb 6	Niskotemperaturowy magazyn gruntowy	Wysokotemperaturowy magazyn wodny	Tryb opcjonalny – jest wykorzystywany, jeśli temperatura gruntu jest odpowiednio wysoka.

Tryby 1, 2, 3 mogą być realizowane przez zespoły pomp ciepła PC1, PC2 oraz PC3. Tryby pracy 4, 5, 6 mogą być realizowane tylko przez zespoły PC2 i PC3. Tryb 6 na początku działalności w praktyce nie będzie realizowany. W przyszłości jest szansa na jego wykorzystanie pod warunkiem, że dostępność energii słonecznej pozwoli z roku na rok do zwiększenia temperatury stanu równowagi magazynu gruntowego do odpowiedniego poziomu.

Zgodnie z wymaganiami konkursu tryby 3 i 4, czyli ładowanie magazynów, odbywa się tylko i wyłącznie przy wykorzystaniu energii elektrycznej produkowanej przez lokalną farmę fotowoltaiczną oraz przez instalację hybrydowych kolektorów PVT znajdujących się na terenie ciepłowni.

Wybór trybu pracy dla danego zespołu pomp ciepła dobierany jest tak, aby zoptymalizować wykorzystanie energii odnawialnej w układzie zapewniając najwyższą efektywność pracy pomp ciepła.

Przejście pomiędzy poszczególnymi trybami pracy odbywa się dzięki sterowaniu eksperckiemu decydującemu o wyborze optymalnego w danych warunkach trybu. Czynnikiem decydującymi o wyborze liczby pracujących zespołów pomp ciepła i trybach ich pracy są:

- zapotrzebowanie na ciepła,
- produkcja energii elektrycznej z PV i PVT,
- temperatura zewnętrzna,
- średnia temperatura magazynu gruntowego
- oraz maksymalna temperatura magazynu wodnego.

Dla ujemnej temperatury zewnętrznej pompy ciepła dostarczają ciepło tylko do bufora sieci ciepłowniczej. O liczbie pracujących zespołów pomp ciepła decyduje zapotrzebowanie na ciepło – minimalnie pracuje jeden zespół pomp ciepła, w przypadku zwiększania się poboru ciepła z buforu włączają się kolejne zespoły, tak aby pokryć cały popyt z sieci ciepłowniczej. W sytuacji, gdy temperatura magazynu wodnego T_{MW} jest wyższa niż temperatura magazynu gruntowego T_{MG} , dolnym źródłem dla zespołu PC3 jest basen wodny. W przeciwnym wypadku – magazyn gruntowy. Dla pozostałych zespołów dolnym źródłem ciepła, przy ujemnych temperaturach powietrza, zawsze będzie magazyn gruntowy.

Dla temperatury zewnętrznej nieznacznie przekraczającej 0°C pompy ciepła wciąż dostarczają ciepło tylko do bufora sieci ciepłowniczej. Jako dolne źródło ciepła dla wszystkich zespołów pomp ciepła pracuje jednak tylko gruntowy magazyn ciepła. Oznacza to, że w zależności od zapotrzebowania na ciepło w układzie pracuje od jednego do dwóch zespołów pomp ciepła, a każdy z nich realizuje tryb 1.

Dla wyższych temperatury powietrza jako dolne źródło ciepła dla pomp ciepła zawsze wykorzystywane są powietrzne wymienniki ciepła. Pompy ciepła nie tylko dostarczają ciepło do bufora, ale także są wykorzystywane na potrzeby ładowania sezonowych magazynów ciepła. Liczba zespołów pomp ciepła pracujących na potrzeby bufora określana jest poprzez zapotrzebowanie na ciepło z sieci ciepłowniczej. W praktyce dla temperatury zewnętrznej powyżej $5\text{-}10^{\circ}\text{C}$, ciepło do bufora jest ono dostarczane tylko przez jeden zespół pomp ciepła.

Sezonowe magazyny ciepła są ładowane wyłącznie przy wykorzystaniu energii elektrycznej z instalacji PV i PVT. Wynika z tego, że ładowanie sezonowych magazynów ciepła następuje w przypadku, gdy energia elektryczna wyprodukowana przez instalacje PV i PVT jest większa niż ilość potrzebna zasilenia pomp ciepła na potrzeby ładowania bufora sieci ciepłowniczej. Wybór ładowanego sezonowego magazynu ciepła determinowany jest z kolei na podstawie temperatury gruntowego magazynu ciepła T_{MG} oraz temperatury wodnego magazynu ciepła T_{MW} . Jeśli średnia temperatura w gruntowym magazynie ciepła T_{MG} jest niższa niż 9°C to priorytet ładowania ma niskotemperaturowy magazyn gruntowy. W przeciwnym przypadku ładowany jest wysokotemperaturowy magazyn wodny – aż do osiągnięcia temperatury maksymalnej. Po przekroczeniu temperatury maksymalnej ciepło dostarczane jest tylko do niskotemperaturowego magazynu gruntowego - jest to uwarunkowane ograniczeniami wytrzymałości cieplnej materiałów, z których zbudowany jest wysokotemperaturowy magazyn wodny. Dodatkowo do niskotemperaturowego magazynu gruntowego ciepło jest dostarczane z instalacji hybrydowych kolektorów PVT.

Metodologia analizy wyników symulacji Demonstratora

W każdym kroku czasowym symulacji określone są strumienie energii przepływające pomiędzy komponentami Demonstratora. Aby określić przepływ energii pomiędzy komponentami w czasie konkretnego trybu pracy, należy dodatkowo sprawdzić stan sterownika instalacji. W procesie post-processingu symulacji każdemu trybowi pracy przyporządkowywane są odpowiednie strumienie energii.

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 buforu sieci ciepłowniczej.

Tabela 8. Źródła pozyskania parametrów analizy

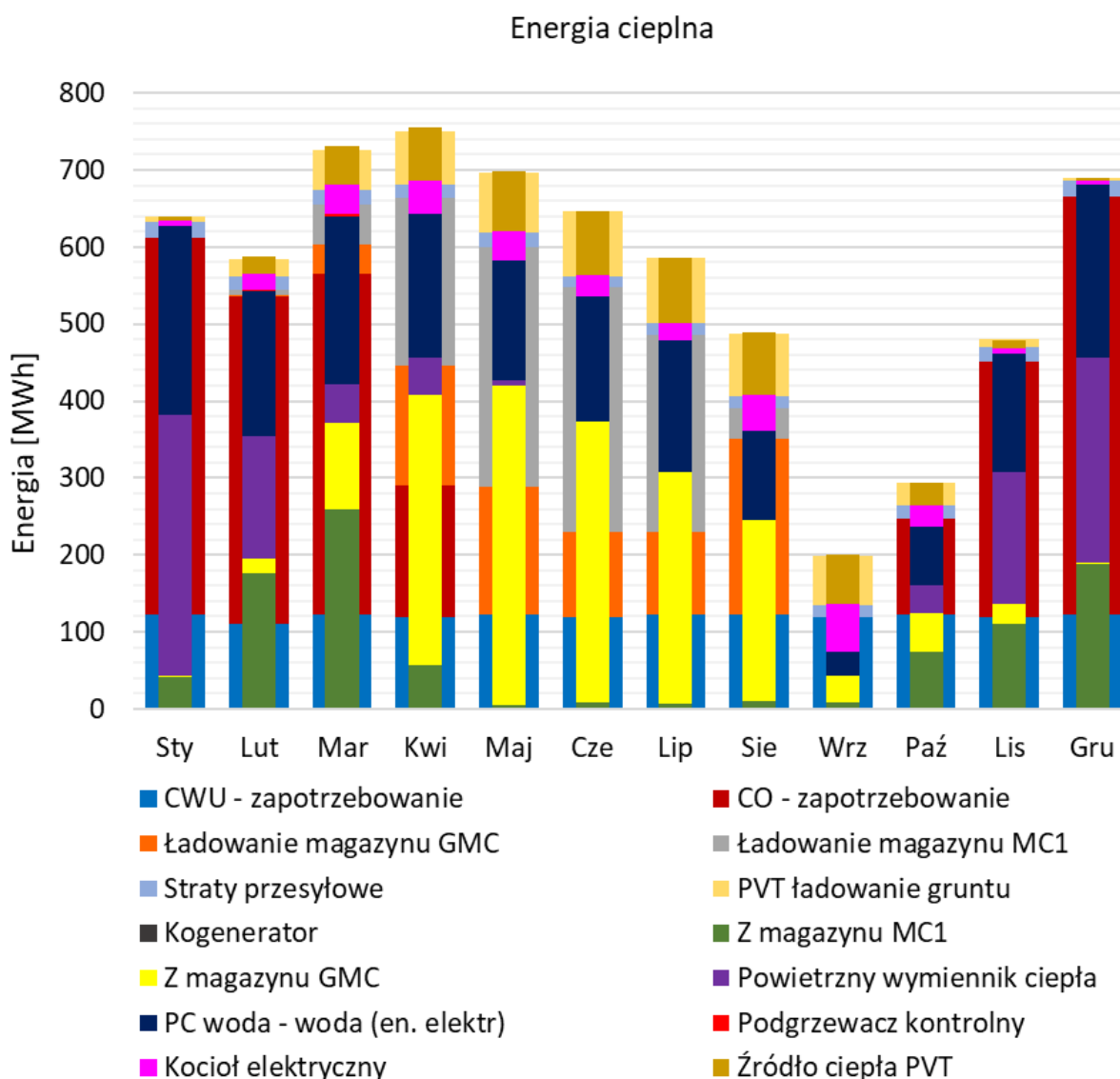
Lp.	Parametr	Źródło pozyskania
1	Produkcja energii elektrycznej w instalacji PV	TRNSYS
2	Produkcja energii elektrycznej w instalacji PVT	TRNSYS
3	Produkcja ciepła w instalacji PVT	TRNSYS
4	Zakup energii elektrycznej na podstawie umowy PPA	Bilans energii
5	Zakup energii elektrycznej z KSE	Bilans energii
6	Ciepło odebrane z powietrznych wymienników ciepła (tryby 2,3 4)	TRNSYS
7	Ciepło odebrane z powietrznych wymienników ciepła na potrzeby zasilania bufora (tryb 2)	post-processing
8	Ciepło odebrane z powietrznych wymienników ciepła na potrzeby ładowania niskotemperaturowego magazynu gruntowego (tryb 3)	post-processing
9	Ciepło odebrane z powietrznych wymienników ciepła na potrzeby ładowania niskotemperaturowego magazynu gruntowego (tryb 4)	post-processing
10	Ciepło odebrane z niskotemperaturowego magazynu gruntowego (tryby 1,6)	TRNSYS
11	Ciepło odebrane z niskotemperaturowego magazynu gruntowego na potrzeby zasilania bufora (tryb 1)	post-processing
12	Ciepło odebrane z niskotemperaturowego magazynu gruntowego na potrzeby ładowania wysokotemperaturowego magazynu wodnego (tryb 6)	post-processing

13	Ciepło odebrane z wysokotemperaturowego magazynu wodnego (na potrzeby zasilania buforu – tryb 5)	TRNSYS
14	Ciepło przekazane do niskotemperaturowego magazynu gruntowego (z powietrznych wymienników ciepła – tryb 3)	TRNSYS
15	Ciepło przekazane do wysokotemperaturowego magazynu wodnego (tryby 4,6)	TRNSYS
16	Ciepło przekazane do wysokotemperaturowego magazynu wodnego z powietrznych wymienników ciepła (tryb 4)	post-processing
17	Ciepło przekazane do wysokotemperaturowego magazynu wodnego z niskotemperaturowego magazynu gruntowego (tryb 6)	post-processing
19	Ciepło przekazane do bufora sieci ciepłowniczej (tryby 1,2,5)	TRNSYS
20	Ciepło przekazane do bufora sieci ciepłowniczej z niskotemperaturowego magazynu gruntowego (tryb 1)	post-processing
21	Ciepło przekazane do bufora sieci ciepłowniczej z powietrznych wymienników ciepła (tryb 2)	post-processing
22	Ciepło przekazane do bufora sieci ciepłowniczej z wysokotemperaturowego magazynu wodnego (tryb 5)	post-processing
23	Straty do otoczenia z niskotemperaturowego magazynu gruntowego	TRNSYS
24	Straty do otoczenia z wysokotemperaturowego magazynu wodnego	TRNSYS
25	Straty do otoczenia z rurociągów sieci ciepłowniczej	TRNSYS

Bilans energetyczny Demonstratora Technologii

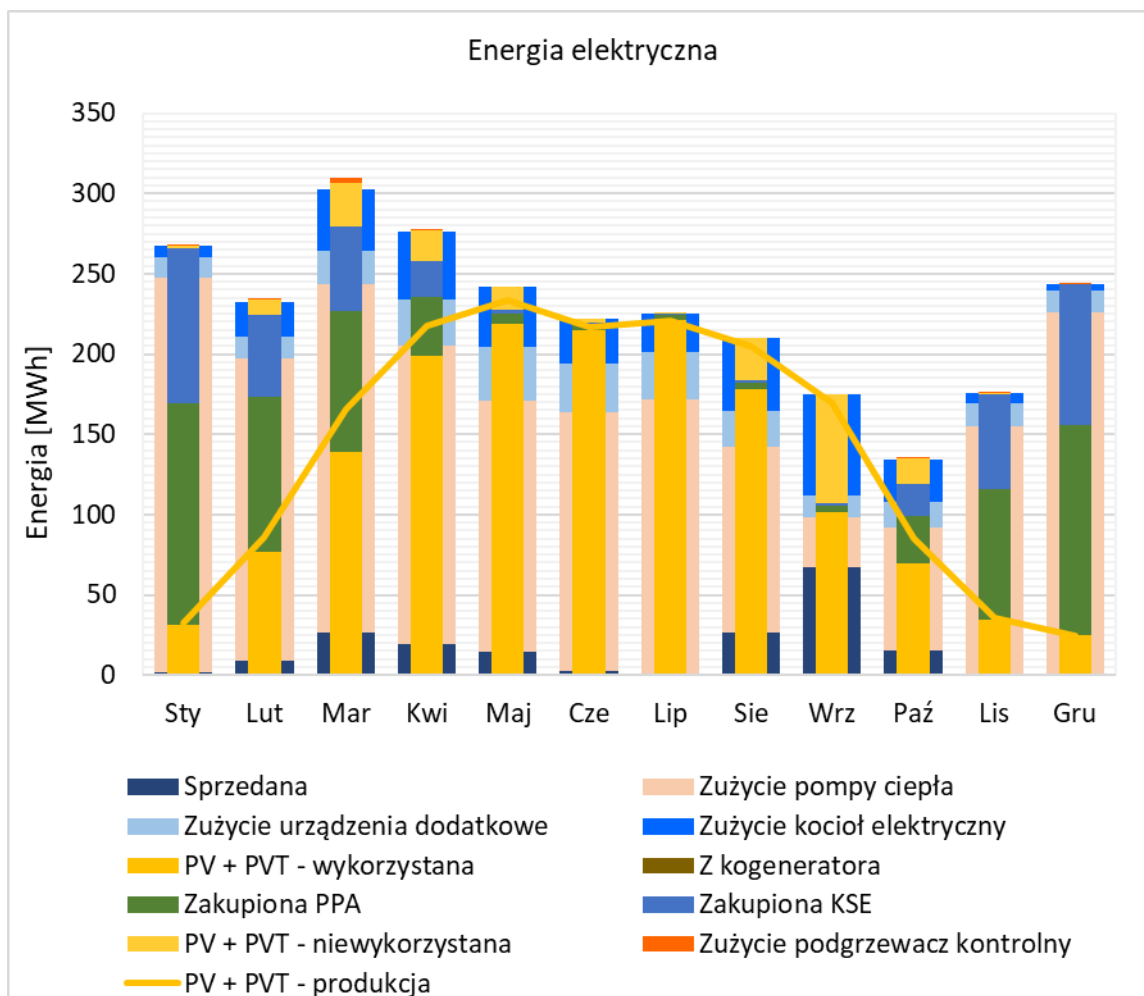
W rozdziale tym przedstawiono bilanse energetyczne dla Demonstratora Technologii, także w podziale na poszczególne komponenty: instalacje PV i PVT, niskotemperaturowy magazyn gruntu, wysokotemperaturowy magazyn wodny oraz bufor sieci ciepłowniczej; a także bilans energii elektrycznej używanej do zasilania pomp ciepła i pomp obiegowych w układzie.

Podsumowanie bilansu ciepła przedstawiono, zgodnie z wytycznymi NCBR, na rysunku 17.



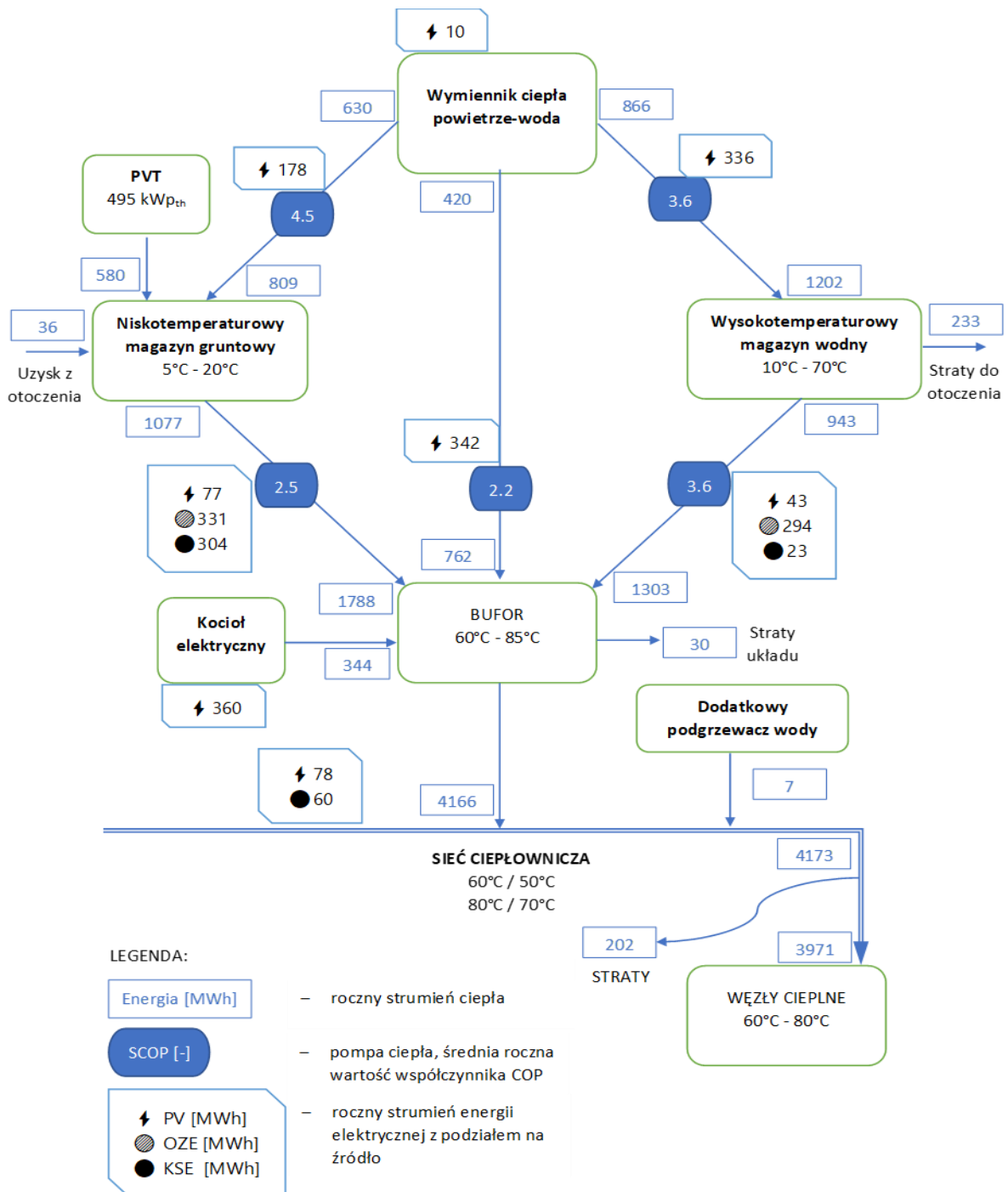
Rysunek 17. Miesięczne bilanse ciepła dla Demonstratora Technologii., według wytycznych NCBR

Podsumowanie bilansu energii elektrycznej z kolei przedstawiono na Rysunku 18.



Rysunek 18. Miesięczne bilanse energii elektrycznej dla Demonstratora Technologii, według wytycznych NCBR

Pełen schemat przepływu strumieni energii w układzie przedstawiono na rysunku 19.



Rysunek 19. Strumienie energii pomiędzy poszczególnymi komponentami Demonstratora

Obliczenia udziału OZE

Udział OZE wyliczany jest na podstawie wzoru $OZE = \frac{\sum_{i=1}^{i=6} E_i}{\sum_{i=1}^{i=7} E_i}$ gdzie:

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

E_2 – energia pobrana z powietrznych wymienników ciepła na potrzeby zasilania buforu,

E_3 – ciepło wyprodukowane przez grzałkę elektryczną zasilaną PV,

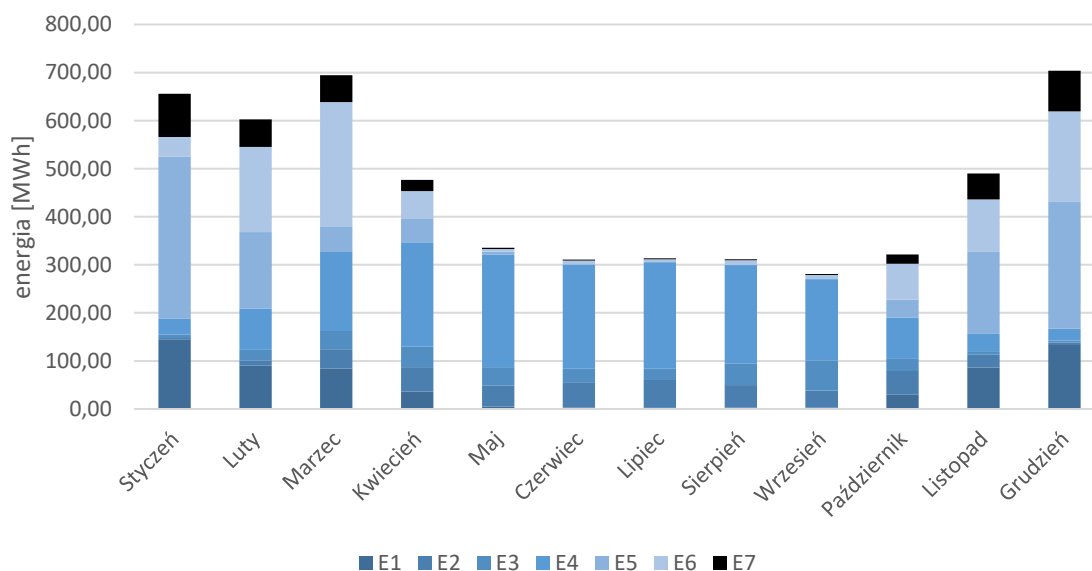
E_4 – energia elektryczna wyprodukowana w instalacjach PV oraz PVT,

E_5 – ciepło odebrane z niskotemperaturowego magazynu gruntowego i przekazane do buforu,

E_6 – ciepło odebrane z wysokotemperaturowego magazynu wodnego i przekazane do buforu,

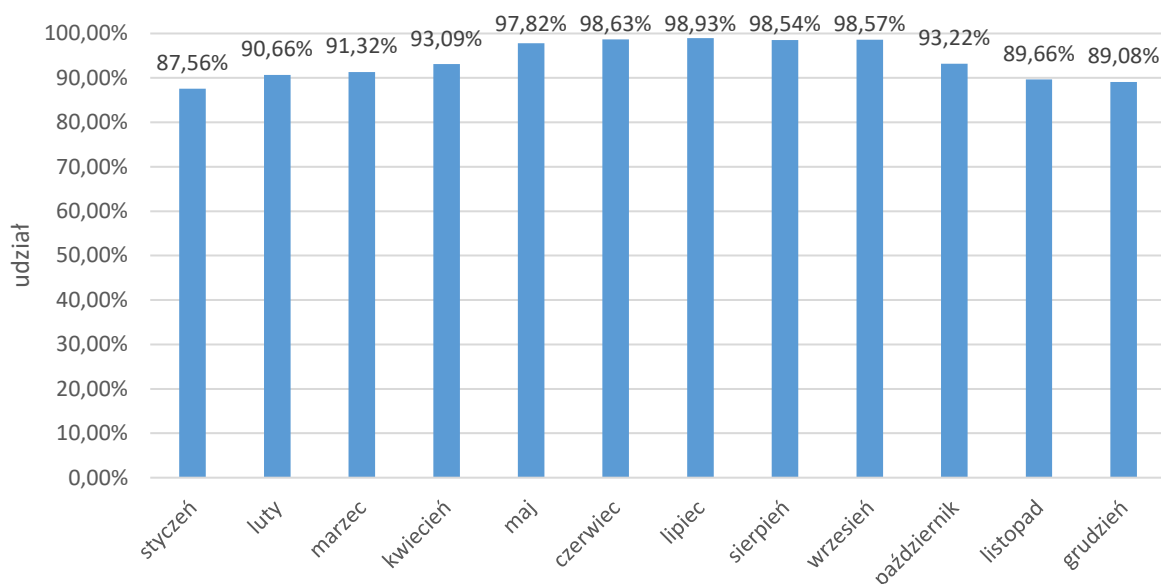
E_7 – energia elektryczna zakupiona z KSE.

Wartości poszczególnych strumieni energii w danych miesiącach pokazano na wykresie poniżej.



Rysunek 20. Strumienie energii wykorzystywane do obliczenia udziału OZE w Demonstratorze

W Demonstratorze uzyskano udział energii odnawialnej w bilansie energetycznym systemu na poziomie 91,4%. W ciągu pięciu miesięcy (od maja do września) udział OZE jest bardzo bliski poziomowi 100%.



Rysunek 21. Udział OZE w bilansie energetycznym Demonstratora

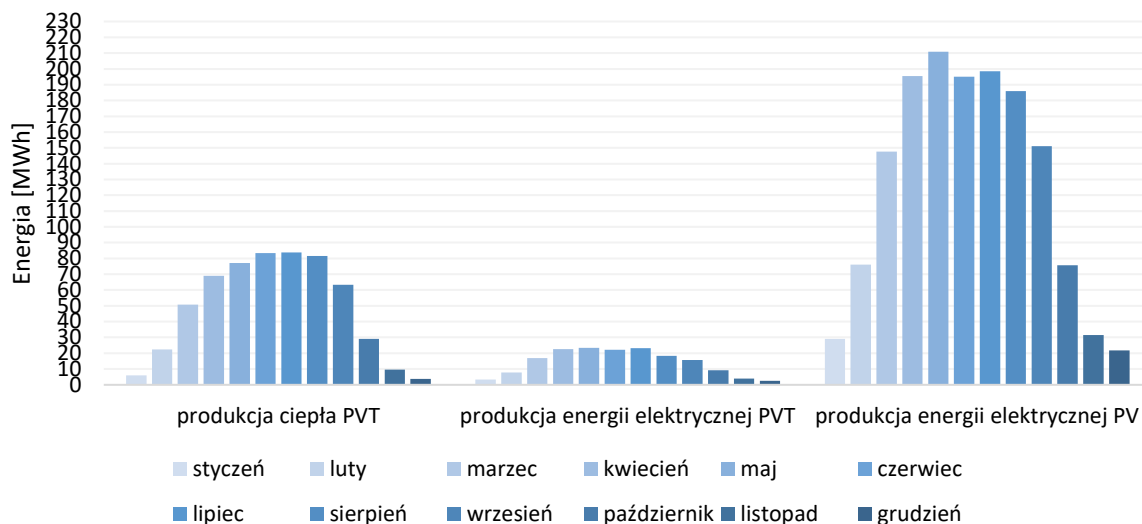
Obliczenia bilansu energetycznego

W rozdziale tym przedstawiono bilanse energetyczne poszczególnych komponentów Demonstratora: instalacji PV i PVT, niskotemperaturowego magazynu gruntowego, wysokotemperaturowego magazynu wodnego oraz buforu sieci ciepłowniczej; a także bilans energii elektrycznej używanej do zasilania pomp ciepła i pomp obiegowych w układzie.

Instalacja fotowoltaiczna pozwala na produkcję 1 525 MWh energii elektrycznej w skali roku, zaś ciepło i energia elektryczna wytworzone przez kolektory hybrydowe PVT wynoszą kolejno 580 MWh oraz 169 MWh. Miesięczny rozkład produkcji energii w instalacjach PV oraz PVT został przedstawiony na wykresie poniżej. W tabeli przedstawiono także średnią efektywność PV.

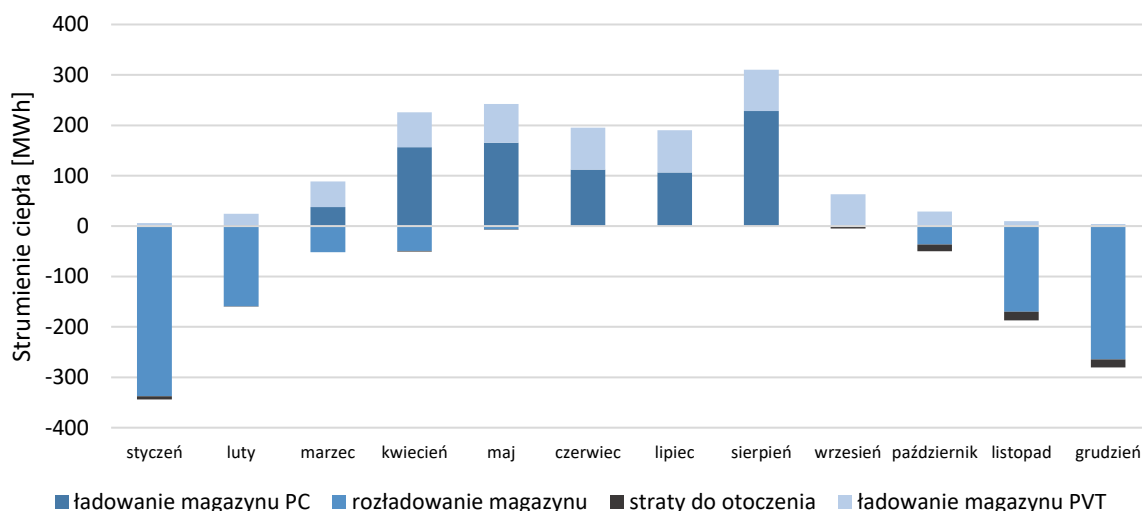
Tabela 9. Efektywność pracy kolektorów/ paneli fotowoltaicznych oraz średnie efektywności

Średnia efektywność PV [%]	
PVT	62,91
PV_E	19,86
PV_S	20,27
PV_W	19,78

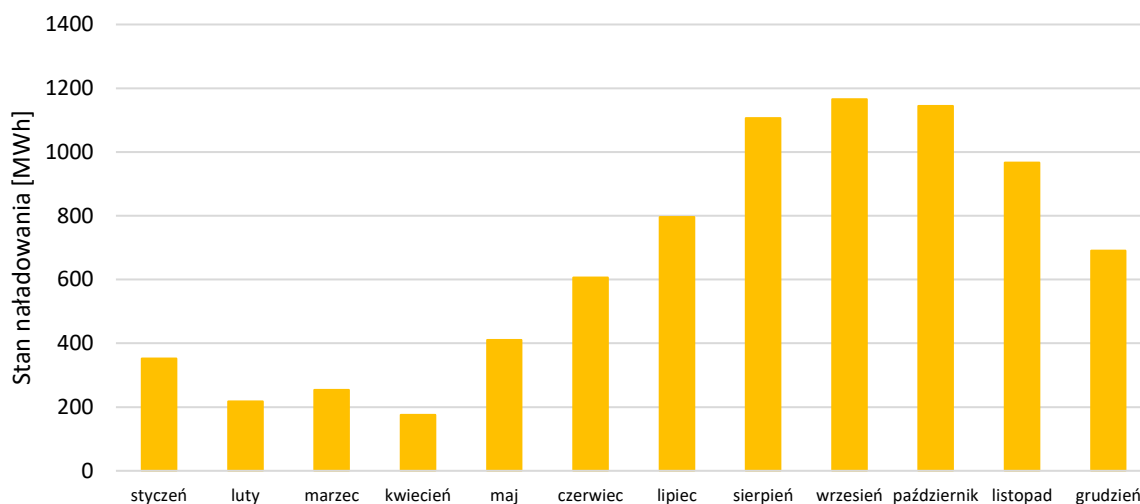


Rysunek 22. Produkcja energii w instalacji fotowoltaicznej i kolektorach hybrydowych PVT

Na kolejnym wykresie zostały przedstawione strumienie ciepła wprowadzanego i odprowadzanego z niskotemperaturowego magazynu gruntowego oraz stan naładowania magazynu ciepła w poszczególnych miesiącach. Magazyn gruntowy zaczyna być ładowany na przełomie marca i kwietnia, z czego najwięcej ciepła jest do niego doprowadzone w maju i sierpniu. Stan pełnego naładowania magazynu niskotemperaturowego przypada we wrześniu– wynosi on około 1165 MWh. W październiku następuje także początek rozładowywania magazynu, zaś najwięcej ciepła odbierane jest od niego w styczniu.

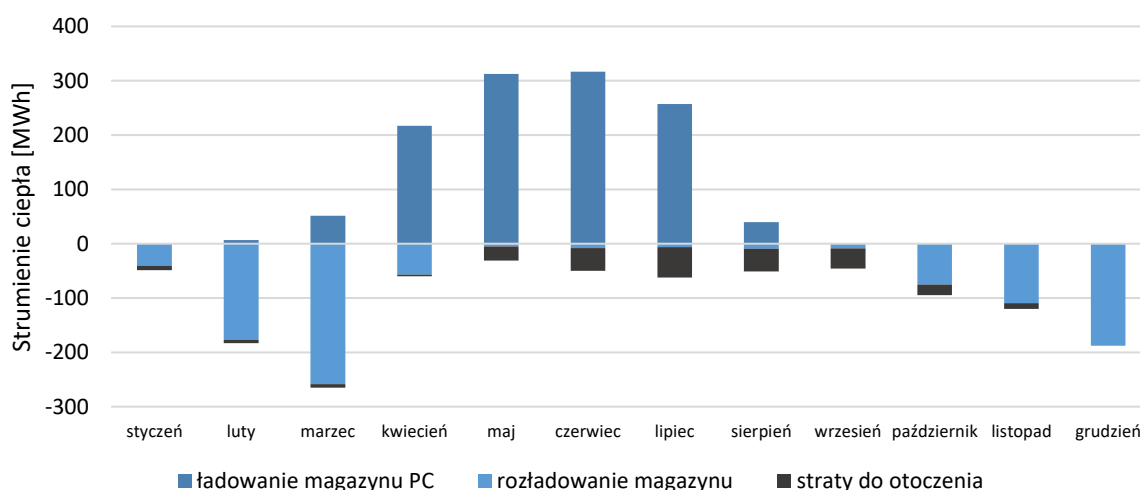


Rysunek 23. Bilans energetyczny niskotemperaturowego magazynu gruntowego

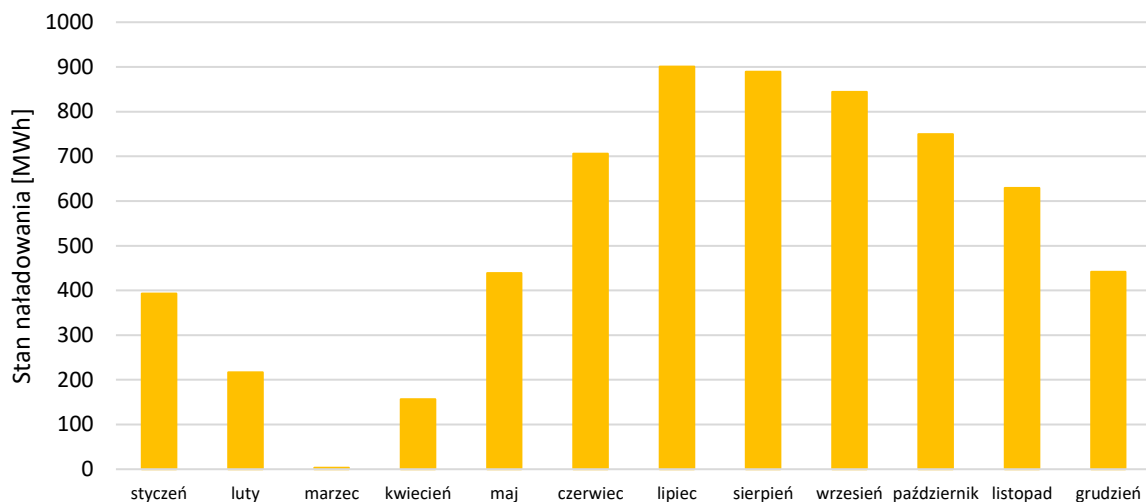


Rysunek 24. Stan naładowania niskotemperaturowego magazynu gruntowego

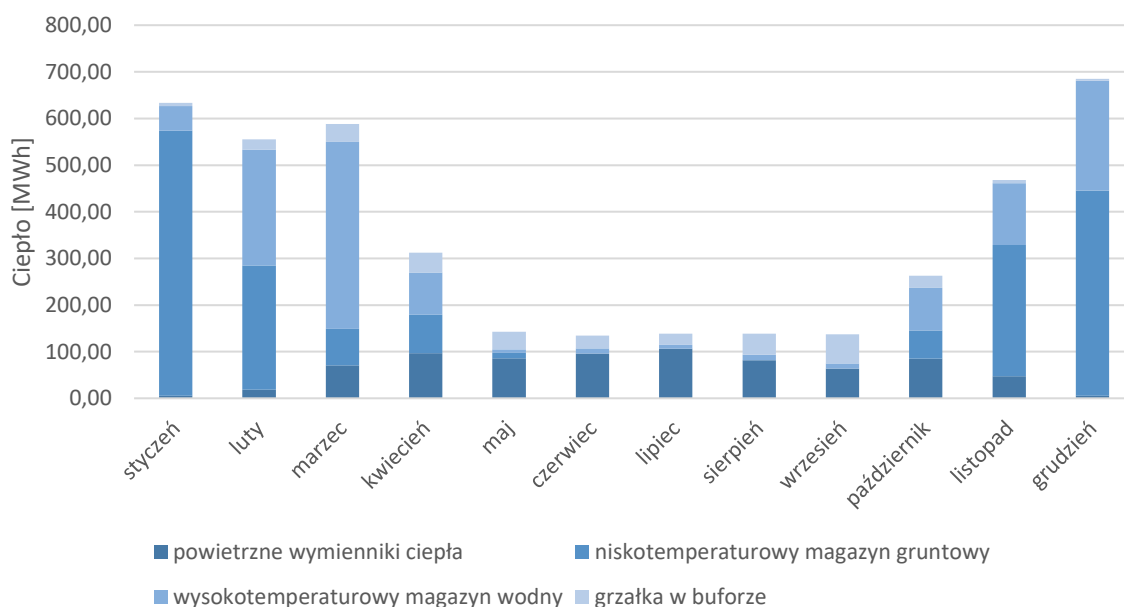
Charakterystyka eksploatacji wysokotemperaturowego magazynu wodnego wygląda podobnie. Wysokotemperaturowy magazyn wodny ładowany jest w okresie od kwietnia do początku sierpnia, a stan pełnego naładowania (około 900 MWh) osiągany jest w lipcu. Najwięcej ciepła dostarczane jest w maju i czerwcu, a najwięcej ciepła jest odbierane w marcu. Z uwagi na wysoką temperaturę magazynowania ciepła straty do otoczenia w magazynie wodnym są dużo wyższe niż w magazynie gruntowym i osiągają one poziom 23% ciepła doprowadzonego



Rysunek 25. Bilans energetyczny wysokotemperaturowego magazynu wodnego



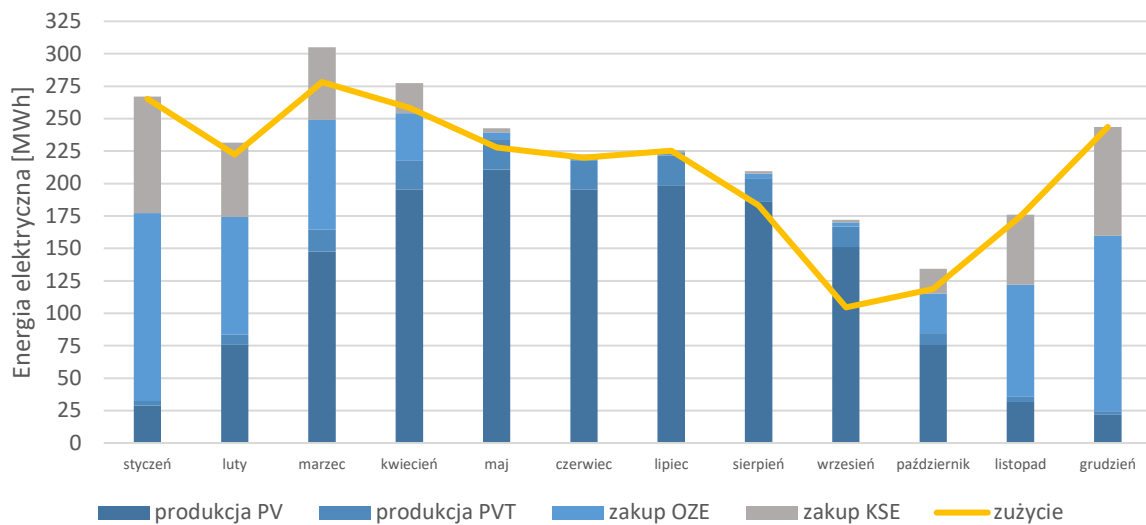
Rysunek 26. Stan naładowania wysokotemperaturowego magazynu wodnego



Rysunek 27. Ciepło dostarczone do bufora sieci ciepłowniczej przez pompy ciepła (w podziale na dolne źródło) oraz grzałki elektryczne w buforze (zasilane energią z PV)

Energia elektryczna na potrzeby pracy pomp ciepła, pomp obiegowych oraz grzałki jest wytwarzana przez instalacje: fotowoltaiczną i kolektorów hybrydowych PVT. W przypadku nadwyżki zużycia energii nad jej produkcją, dokonywany jest zakup potrzebnej energii elektrycznej – w pierwszej kolejności jest

zakupywana jest energia ze świadectwem pochodzenia (OZE), dopiero potem energia z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.



Rysunek 28. Bilans energii elektrycznej

Sumarycznie pompy ciepła Demonstratora Technologii osiągają wartości parametru SCOP jak przedstawiono w poniższej tabeli:

Tabela 10. Efektywna wartość SCOP dla pomp ciepła

Wartość SCOP	
styczeń	2,55
luty	2,88
marzec	2,95
kwiecień	3,45
maj	3,73
czerwiec	3,31
lipiec	2,80
sierpień	3,13
wrzesień	2,41
październik	3,11
listopad	3,00
grudzień	3,02
ROZNA	3,04

Obliczenia wartości LCOH

W celu określenia wartości LCOH oszacowano wielkość nakładów inwestycyjnych (CAPEX) oraz kosztów operacyjnych (OPEX).

Przygotowane wielkości odpowiadają założeniom Przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” ogłoszonemu w kwietniu 2021 r. – w szczególności maksymalny budżet projektu został określony na 33 miliony złotych brutto. Odpowiada to niespełna 27 milionów złotych netto na wybudowanie Demonstratora Technologii Ciepłowni Przyszłości.

Wydatki inwestycyjne obejmą przede wszystkim budowę maszynowni pomp ciepła o łącznej mocy 2,2 MW, montaż instalacji fotowoltaicznej i PVT o łącznej mocy niemal 1,4 MWp, budowę wysokotemperaturowego magazynu wodnego o objętości 15000 m³ oraz wykonanie niskotemperaturowego magazynu gruntowego zawierającego około 300 odwiertów o głębokości 99,5 metra. Dodatkowo zmodernizowana zostanie część systemu dystrybucji ciepła.

W związku z dynamiczną zmianą sytuacji rynkowej budżet Przedsięwzięcia został zwiększony o 45%, do kwoty 38 902 050 pln netto + plus podatek VAT w wysokości 23%.

Wydatki operacyjne obejmą koszty zakupu energii elektrycznej, a także koszty przeglądów, konserwacji i napraw. W dokumentacji Przedsięwzięcia, w kwietniu 2021, założono, że cena bazowa energii elektrycznej będzie wynosi 308,7 pln/MWh, co wraz z opłatami za dystrybucję doprowadzi do cen w szczycie i poza szczytem w przedziale od 360 zł/MWh do 520 zł/MWh - przy czym energia z Krajowego Systemu Energetycznego będzie nieco tańsza niż ta ze świadectwem pochodzenia zakupiona w ramach umowy PPA.

Podsumowując, przyjęcie nakładów inwestycyjnych na poziomie 27 mln pln netto oraz ceny bazowej energii elektrycznej na poziomie 308,70 pln/MWh netto (04.2021) daje wartość współczynnika LCOH Demonstratora Technologii na poziomie 160 zł/GJ netto, w tym około 35 pln/GJ kosztów operacyjnych – przede wszystkim kosztów zakupu energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej. Nakłady inwestycyjne całości inwestycji Demonstratora Technologii wynoszą około 125 pln/GJ.

Zwiększenie pierwotnego budżetu o 45%, do kwoty 38,9 mln pln netto, nadal przy założeniu ceny 308,7 pln/MWh (04.2021), prowadzi do wzrostu LCOH do wartości 216 pln/GJ, w tym ponad 180 pln/GJ to koszty inwestycji.

Pozostawiając wyższe, rzeczywiste koszty inwestycji wynoszące 38,9 mln pln netto i zwiększając cenę bazową obrotu energii elektrycznej do 1000 pln/MWh netto, co prowadzi do cen zakupu energii elektrycznej na poziomie 1100-1200 pln/MWh netto w zależności od pory dnia, otrzymano LCOH na poziomie około 273 pln/GJ. Koszty operacyjne wzrosły do wartości ponad 90 pln/GJ.

Dalszy wzrost cen energii elektrycznej do poziomu 2000 pln/MWh prowadzi do wzrostu kosztów operacyjnych do poziomu około 175 pln/GJ.

Analiza wrażliwości parametrycznej na udział OZE

W warunkach bazowych Demonstrator uzyskuje ponad 90% udziału OZE w bilansie energetycznym.

Zdecydowanie największy wpływ na te wielkości ma zmiana wartości temperatury zasilania i powrotu sieci ciepłowniczej. Ich podwyższenie o 10°C powoduje spadek udziału OZE do 85%, kolei obniżenie o 10°C wiąże się ze wzrostem udziału OZE do 96%. Biorąc pod uwagę tendencje do termomodernizacji budynków i obniżania parametrów sieci ciepłowniczych, technologia Euros Energy HC Plant w przyszłości będzie jeszcze bardziej efektywna.

Znaczące oddziaływanie na układ będzie miała także zmiana zapotrzebowania na ciepło. Zmniejszenie popytu na ciepło o 20% spowoduje wzrost udziału OZE do poziomu 93%.

Zmiana któregokolwiek z przedstawionych parametrów nie powoduje spadku udziału OZE poniżej 85%.

Tabela 11. Wpływ parametrów Demonstratora na wielkość udziału OZE na podstawie symulacji BAZOWEJ

Parametr	Zmiana parametru	Udział OZE
Temp. zasilania i powrotu sieci ciepłowniczej (obie temp. jednocześnie)	Bazowa -10K	96%
	Bazowa -5K	93%
	Bazowa +5K	88%
	Bazowa +10K	85%
Roczne zapotrzebowanie na ciepło	Bazowa -20%	93%
	Bazowa +20%	89%
Promieniowanie słoneczne w ciągu roku	Bazowa -15%	89%
	Bazowa +15%	92%

Wydajność pompy ciepła	Bazowa -10%	87%
	Bazowa +10%	93%
Powierzchnia kolektorów hybrydowych PVT	Bazowa -10%	91%
	Bazowa +10%	91%
Powierzchnia paneli fotowoltaicznych	Bazowa -10%	90%
	Bazowa +10%	91%
Objętość magazynu ciepła	Bazowa -20%	90%
	Bazowa +20%	91%
Izolacyjność magazynu ciepła	Bazowa -50%	91%
	Bazowa +100%	90%
Izolacyjność sieci ciepłowniczej	Bazowa -25%	91%
	Bazowa +50%	91%
Wielkość wymiennika ciepła powietrze-woda	Bazowa -10%	91%
	Bazowa +10%	91%
Liczba odwiertów GMC	Bazowa -20%	90%
	Bazowa +20%	91%
Współczynnik transferu ciepła na wymiennikach	Bazowa -20%	91%
	Bazowa +20%	91%
GMC Fluid to Ground Resistance	Bazowa -20%	91%
	Bazowa +20%	91%

Bardzo ważnym parametrem pod kątem replikowalności technologii Euros Energy HC Plant jest możliwość pracy przy wyższych temperaturach zasilania sieci ciepłowniczej. Wyniki symulacji pokazują, że możliwa jest praca układu dla temperatur zasilania sięgających 90°C, co więcej udział OZE nadal przekracza 80% i wynosi 85%. Jak pokazano w Tabeli 1 obniżenie temperatury zasilania sieci do 70°C pozwala zwiększyć udział OZE od 96%. Oznacza to, że wraz z wdrażaniem technologii Ciepłowni Przyszłości opłacalnym będzie modernizacja samych rurociągów sieci ciepłowniczych, pozwalająca na ograniczenie strat przesyłowych i tym samym – obniżenie parametrów na sieci. Modernizacja taka nie będzie jednak koniecznością, a technologię da się zintegrować z już istniejącymi sieciami ciepłowniczymi.

Dostępność promieniowania słonecznego będzie w relatywnie niewielkim stopniu wpływać na udział OZE w ciepłowni – pomimo obniżenia jej o 15% nadal udało się uzyskać w Demonstratorze udział OZE

na poziomie 89%. Z uwagi na to, że zakres zmienności nasłonecznienia w kraju nie jest duży, technologia będzie możliwa do replikacji w dowolnej lokalizacji w Polsce.

Dokonując analizy wrażliwości parametrycznej można także zauważyć, że zmiany powierzchni paneli fotowoltaicznych oraz wielkości magazynów ciepła nie wpływają diametralnie na obniżenie udziału OZE. Oznacza to, że w warunkach ograniczonego dostępu do terenu pod budowę nowej ciepłowni, można zmniejszyć wielkość instalacji PV oraz magazynów ciepła i wciąż osiągnąć wielkości tych parametrów na dobrym poziomie. Rozwiązanie takie pozwoli na natychmiastową likwidację lokalnych emisji gazów cieplarnianych z ciepłowni węglowych i automatyczne uzyskanie udziału OZE o wartości 100% w momencie osiągnięcia zeroemisyjności przez sieć elektroenergetyczną.

9. Bezpieczeństwo

Największy wpływ na pracę ciepłowni miałyby awaria instalacji fotowoltaicznej, która oznaczałaby konieczność pobierania dużej ilości energii elektrycznej z KSE. W takim wypadku spadłby udział OZE w bilansie energetycznym ciepłowni, a koszt produkcji ciepła wzrósłby. Jednak prawdopodobieństwo wystąpienia wielkoskalowej awarii instalacji PV jest znikome.

Tabela 12. Zagrożenia wpływające na jakość pracy ciepłowni

Zagrożenie	Szansa wystąpienia	Działania adaptacyjne
Awaria jednej z pomp ciepła	Niska	Z uwagi na dużą liczbę pomp ciepła w układzie awaria tylko jednej z nich nie zaburzy w znacznym stopniu pracy całego układu. Komponent jak najszybciej zostanie wymieniony.
Awaria instalacji fotowoltaicznej	Marginalna	W sytuacji awarii instalacji fotowoltaicznej, na potrzeby zasilania pomp ciepła pobierana będzie energia elektryczna z KSE. Wpłyne to na jakość świadczonych usług, a konkretnie cenę ciepła, tylko w przypadku bardzo wysokiej ceny energii elektrycznej.
Rozszczelnienie wysokotemperaturowego magazynu wodnego	Marginalna	W przypadku wycieku praktycznie całej wody z basenu, w sezonie grzewczym nie będzie możliwości zapewnienia w sieci ciepłowniczej wody o temperaturze 80°C. Konieczne będzie zastosowanie dodatkowej grzałki elektrycznej w buforze do czasu naprawienia awarii. Możliwe będzie awaryjne wsparcie dostępnymi mocami ciepłowni konwencjonalnej.

Warunki ochrony przeciwpożarowej dla Demonstratora Technologii w części zlokalizowanej na działkach istniejącej ciepłowni.

Pod względem klasyfikacji pożarowej obiekt Demonstrator Technologii w Lidzbarku Warmińskim jest traktowany się jako otwarte składowisko. Gęstość obciążenia ogniowego nie będzie większa niż 500 MJ/m^2 . Na terenie obiektu nie będzie produktów, które mogą tworzyć z powietrzem mieszaniny wybuchowe. Znajdujący się w instalacji glikol propylenu występuje w niej jako 30% roztwór wodny, zatem nie jest on palny. Ponadto jest on zamknięty w szczelnej instalacji.

Obiekt od północy, wschodu i zachodu sąsiaduje z niezabudowanymi działkami. Od strony południowo-zachodniej znajduje się droga. Od strony południowo-wschodniej znajduje się transformator SN w odległości 11 m, droga pożarowa przy podnóżu skarpy zbiornika wodnego oraz plac węglowy, a także składowisko żużla w odległości 12 m. Prawidłowa odległość od strefy pożarowej projektowanej ciepłowni wynosi 8 m.

Dodatkowo składowisko węgla, zlokalizowane na placu węglowym, którego gęstość obciążenia ogniowego przekracza 4000 MJ/m^2 , zostanie odsunięte o co najmniej 20 m od obszaru projektowanego. Wymaganie to nie dotyczy obiektów oddzielonych od siebie ścianą o odporności ogniowej REI 240, wysunięta na 0,3 m ponad palne elementy składowiska.

Zaopatrzenie w wodę do zewnętrznego gaszenia pożaru: Wymagana ilość wody do zewnętrznego gaszenia pożaru wynosi $30 \text{ dm}^3/\text{s}$, ze względu na gęstość obciążenia ogniowego do 500 MJ/m^2 i powierzchnie wynoszącą $11\,000 \text{ m}^2$. Taką ilość zapewni zbiornik pożarowy znajdujący się w odległości 40 m oraz dwa hydranty, przy placu żużlowym w odległości 10 m i przy wjeździe na teren ciepłowni w odległości 110 m.

Drogi pożarowe: Do obiektu nie jest wymagana droga pożarowa, natomiast należy zapewnić drogę pożarową do punktu czerpania wody przy zbiorniku przeciwpożarowym. Zostanie zapewniona droga pożarowa o szerokości 4 m i nachyleniu podłużnym nie przekraczającym 5 %, zakończoną placem manewrowym o wymiarach 20 x 23 m. Droga pożarowa powinna umożliwiać przejazd pojazdów o nacisku osi na nawierzchnię jezdni co najmniej 100 kN.

Obiekt należy wyposażyć w podręczny sprzęt gaśniczy w postaci gaśnic proszkowych GP 6 x przystosowanych do gaszenia pożarów grup ABC. Standardowo jest to w ilość 1 szt. na każde 300 m^2 powierzchni. Proponuje się zabezpieczenie obiektu kocami gaśniczymi o wymiarze panelu PV i PVT

i plandeki, która przykryje część paneli w razie konieczności ograniczenia produkcji prądu w razie sytuacji awaryjnej, m.in. powstania pożaru.

Należy zastosować rozwiązania techniczne w celu ograniczenia ryzyka wystąpienia pożaru dla farmy fotowoltaicznej oraz instalacji kolektorów PVT:

- Instalacje należy wyposażyć w rozłączniki prądu po stronie AC i DC.
- Rozłącznik DC należy umieścić możliwie jak najbliżej modułów.
- Do prowadzenia tras kablowych strony DC należy zastosować kable w podwójnej izolacji, przy czym zewnętrzna izolacja jest odporna na promieniowanie UV. Materiał izolacji kabla jest materiałem samogasnącym. Żyłka kabla jest w postaci wielodrutowej.
- Do mocowania przewodów należy wykorzystać opaski odporne na promienie UV.
- Kable prowadzone w pionie i poziomie należy obciążać zgodnie z wymaganiami producenta.
- Prowadząc okablowanie AC i DC należy unikać gięcia przewodów i kabli pod małymi promieniami.
- Należy stosować zalecenia producentów kabli i przewodów.
- Przy prowadzeniu tras kablowych należy uwzględnić oddziaływanie wiatru i śniegu.
- Falownik powinien zostać zamontowany na podłożu niepalnym o klasie reakcji na ogień nie gorszej niż A2.
- Wszystkie połączenia za pomocą szybkozłączy powinny być wykonane wyłącznie przy użyciu komponentów tego samego typu oraz producenta.
- Należy maksymalnie ograniczyć liczbę połączeń przewodów DC w instalacji.
- Połączenia przewodów w rozdzielnicach strony AC oraz DC należy wykonać za pomocą listwa zaciskowych oraz rozgałęźników równoległych.
- Należy unikać wykonywania połączeń wielu przewodów w pojedynczych gniazdach aparatów.
- Połączenia śrubowe we wszystkich zastosowanych w instalacjach aparatach należy wykonać wkrętakiem dynamometrycznym z momentem określonym przez producenta dla danego aparatu.
- Obiekt należy chronić instalacją odgromową.
- Zastosowany w instalacji falownik powinien monitorować stan izolacji przewodów po stronie DC. Zastosowany falownik powinien posiadać wbudowaną funkcjonalność AFCI polegającą na wykrywaniu zwarć łukowych oraz niebezpiecznych łuków elektrycznych po stronie DC.
- Instalacja powinna być wykonana zgodnie ze sztuką.
- Na ogrodzeniu obiektu należy zamieścić informację o instalacji PV.

- Kable DC powinny mieć informację, że znajdują się pod napięciem. Należy zabezpieczyć wszystkie kable przed uszkodzeniami mechanicznymi. Należy udostępnić, przez całą dobę w obiekcie, schemat instalacji z informacją o możliwym maksymalnym napięciu na liniach kablowych. Do obowiązków właściciela instalacji należy zlecenie wykonywania okresowych przeglądów.

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. W obecnych uwarunkowaniach prawnych wykonanie próbnego 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 HC 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.

Zmiana modelu biznesowego 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 nierozzerwalnie związana jest z emisją zanieczyszczeń i CO₂. 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 – w szczególności odejście od rozliczenia za bezpośrednią sprzedaż ciepła na rzecz rozliczania za utrzymanie odpowiedniego komfortu termicznego.

Jedną z propozycji wdrożenia takiego modelu przedstawił think-tank Forum Energii w raporcie „Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości. Nowy model biznesowy” [27].

Zaproponowany model biznesowy miałby opierać się na opłatach za komfort cieplny. Opłaty byłyby pobierane za utrzymanie średniej temperatury w budynkach w ustalonym zakresie temperatur – w przypadku zastosowania Ciepłowni Przyszłości Euros Energy komfort termiczny mógłby być utrzymywany nie tylko zimą, ale także latem. 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 być 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.

11. Dane Wykonawcy

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

info@eurosenenergy.com

www.cieplowniaprzyszlosci.pl

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. Natomiast doświadczenie pracowników odpowiedzialnych za technologię pomp ciepła przekracza 20 lat. Prezesem firmy jest doświadczony finansista, wiceprezesem - doktor nauk inżynieryjno-technicznych. To połączenie gwarantuje zarówno przemyślaną inżynierię finansową oraz sprzedażową, jak i wysoki poziom zaawansowania i innowacyjności technicznej.

Od początku powstania firmy specjalizuje się 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 jednorodzinne.

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. Firmy 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

Firma Euros 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://eurossenergy.com/projekty/>
- 4) wdrożenie DARMOmodernizacji – głębokiej termomodernizacji bloków mieszkaniowych z lat 70 i 80 połączonych z odcięciem od sieci ciepłowniczej i instalacją maszynowni ciepłno-chłodniczej 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 dostarczenie 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/>

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 m.in. koordynował realizację części zadań projektu europejskiego EuHIT European High-Performance Infrastructures in Turbulence. W projekcie ShaleSeq badał możliwości pozyskania gazu ziemnego poprzez sekwestrację dwutlenku węgla w złożach formacji łupkowych, współpracując z Państwowym Instytutem Geologicznym oraz PGNiG. Brał udział w programie strategicznym NCBR dotyczącym zgazowania trudnoutylizowalnych odpadów biomasowych, pracując m.in. nad rozwojem instalacji w Szepletowie.

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 Euros 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, niemal 400 cytowań, ponad 20 000 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 wspieranych instalacją słoneczną z węzłem cieplnym.

Dr inż. Marcin Bugaj w Centrum Badawczym Polskiej Akademii Nauk pełnił również rolę głównego energetyka ds. ciepła i chłodu. 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. Już na koniec pierwszego roku pracy został On 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.

Lista skrótów i definicji

BTES - Borehole Thermal Energy Storage

ETS - Emission Trading Scheme

EU ETS – European Union Emission Trading Scheme

GW – gigawat

HC Plant – Heating-cooling Plant

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

MCP – Medium Combustion Plant

MW – megawat

MWh - megawatogodzina

OZE – odnawialne źródło energii

PEC – przedsiębiorstwo energetyki ciepłej

PV -fotowoltaika (ang. photovoltaics)

PVT – Photovoltaics-Thermal – hybrydowe kolektory słoneczne

PTES - Pit Thermal Energy Storage

Bibliografia

- [1] Urząd Regulacji Energetyki, „Energetyka ciepła w liczbach - 2019,” wrzesień 2020.
- [2] Polityka INSIGHT, „Ciepło do zmiany. Jak zmodernizować sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce,” październik 2020.
- [3] Urząd Regulacji Energetyki, *Energetyka ciepła w liczbach - 2020*, luty 2022.
- [4] GUS, *Polska na drodze zrównoważonego rozwoju*.
- [5] Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Scenariusz polityki energetyczno-klimatycznej. Załącznik 2. do Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030*.
- [6] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych*.
- [7] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*
- [8] IPCC, *Global Warming of 1,5C*.
- [9] „klimat.rp.pl,” [Online]. Available: <https://klimat.rp.pl/energia/art18958901-ebc-zielona-transformacja-bardziej-oplaczalna-niz-koszty-zmian-klimatu>.
- [10] Komisja Europejska, „Europejski Zielony Ład,” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl.
- [11] Komisja Europejska, „Fit for 55 czyli klimatyczna zmiana,” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/poland/news/210618_fit_55_pl.
- [12] *Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE*.
- [13] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*.
- [14] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814*.

- [15] *Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. 2015 poz. 1223).*
- [16] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania.*
- [17] G. Wielgosiński i P. Łechtańska, *Emisja zanieczyszczeń z procesu spalania biomasy.*
- [18] A. Kowalczyk-Juško, *Redukcja emisji zanieczyszczeń dzięki zastąpieniu węgla biomasą spartiny preriowej.*
- [19] B. Kościk, K. Szmidt, A. Kowalczyk-Juško, Z. Mazur i M. Kwapisz, *Potencjalne zmiany emisji zanieczyszczeń powietrza wskutek zastąpienia paliw kopalnych biomasą wierzby.*
- [20] M. Kosowska-Golachowska, K. Wolski, W. Gajewski, A. Kijo-Kleczkowska, T. Musiał i K. Środa, *Spalanie biomasy agro i leśnej w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej.*
- [21] *Rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity Dz.U. 2019 poz. 1065).*
- [22] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, „mcp.kobize.p,” [Online]. Available: <http://mcp.kobize.pl/>.
- [23] *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. 2019 poz. 1839).*
- [24] *Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (Dz.U. 2021 poz. 624).*
- [25] *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.*
- [26] *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.*
- [27] Forum Energii, „Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości. Nowy model biznesowy,” wrzesień 2021.
- [28] IPCC, *IPCC WGI Interactive Atlas: Regional synthesis.*
- [29] IPCC, *Climate Change 2021. The Physical Science Basis.*
- [30] IPCC, *Special Report on Climate Change and Land. Chapter 5: Food Security.*
- [31] European Environment Agency, *European briefings. Climate change impacts and adaptation.*

