

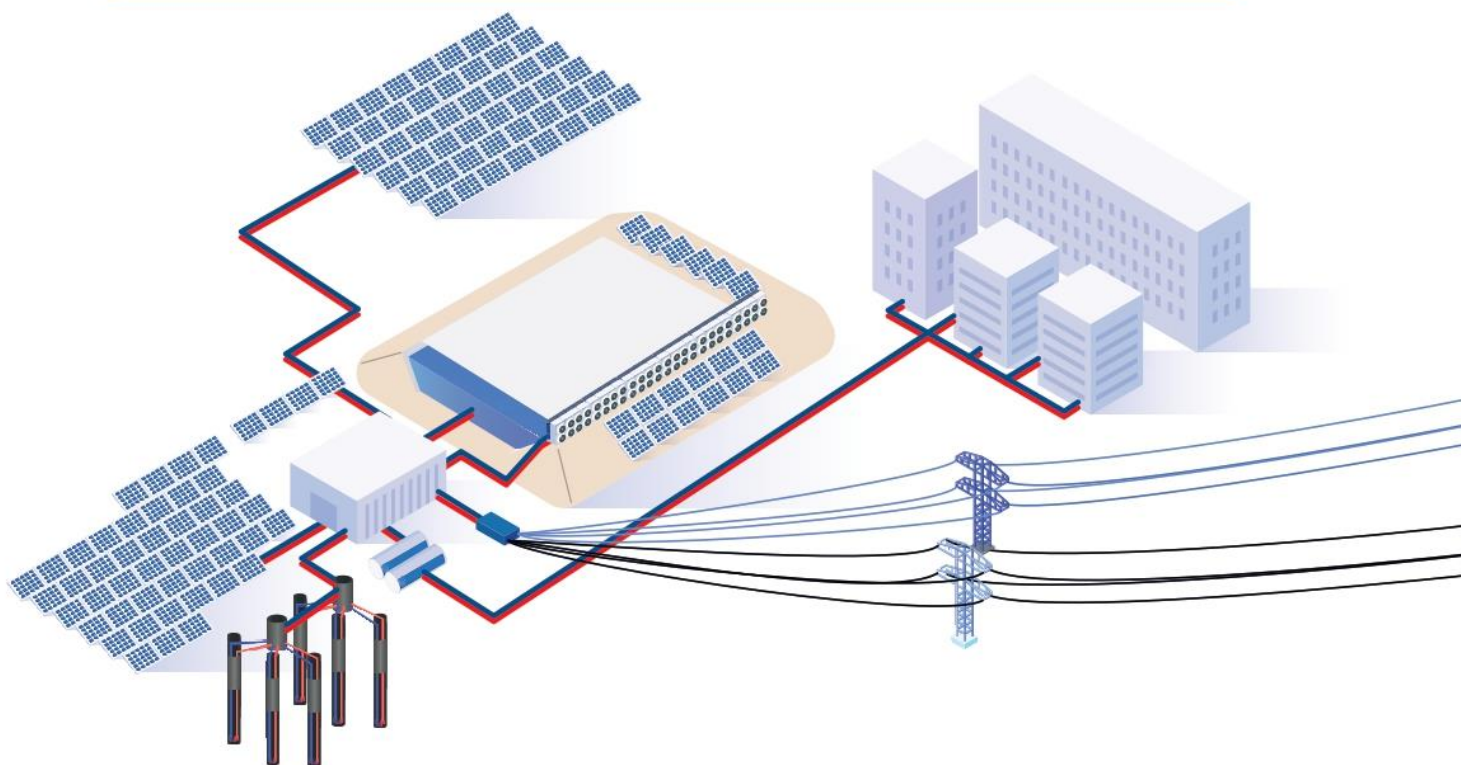


EUROS ENERGY

Rekomendacja Wykonawcy – **dobre praktyki transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku OZE**

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

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



Rzeczpospolita
Polska



Unia Europejska
Europejski Fundusz
Rozwoju Regionalnego



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

Informacje i poglądy wyrażone w niniejszym raporcie są wynikiem prac jego autorów i nie muszą odpowiadać poglądom Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w żadnym stopniu nie gwarantuje prawidłowości ani aktualności danych zawartych w raporcie. Raport ma charakter naukowo-popularyzatorski i wszystkie osoby korzystające z jego treści robią to na własną odpowiedzialność. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, ani żadna osoba działająca w jego imieniu nie mogą być pociągane 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.

Streszczenie

Wymyślony i wybudowany przez firmę Euros Energy w Lidzbarku Warmińskim Demonstrator Technologii dla przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” o mocy grzewczej pomp ciepła 2,6 MW zapewnia 100% udział odnawialnych źródeł energii w produkcji ciepła sieciowego zasilającego osiedle mieszkaniowe Astronomów.

Wybudowana Ciepłownia Przyszłości Euros HC Plant jest pełnoskalową instalacją demonstrującą efektywną energetycznie elektryfikację ciepłownictwa w oparciu o technologię wieloźródłowych pomp ciepła i długoterminowego magazynowania ciepła. Rozwiązanie takie pozwala produkować ciepło ze źródeł odnawialnych bez żadnego wykorzystania procesów spalania i bez wspomagania źródłami konwencjonalnymi czy szczytowymi. Ekologiczne pompy ciepła Euros Energy współpracują z sezonowym niskotemperaturowym gruntowym magazynem ciepła typu BTES oraz z unikalnym, w pełni izolowanym magazynem wodnym typu PTES zbudowanym nad magazynem gruntowym. Opracowany przez Euros Energy trójstopniowy system magazynowania ciepła uzupełnia magazyn krótkoterminowy dedykowany pełnej autokonsumpcji energii elektrycznej produkowanej w dedykowanej farmie fotowoltaicznej. Magazynowanie ciepła jednocześnie w niskotemperaturowym magazynie gruntowym oraz wysokotemperaturowym magazynie wodnym zapewnia efektywną pracę pomp ciepła zasilających sieć ciepłowniczą bez konieczności wsparcia źródłami szczytowymi, stabilizatorami czy źródłami konwencjonalnymi.

Opracowane rozwiązanie jest skalowalne i może znaleźć zastosowanie nie tylko w centralnym źródle ciepła, ale także w modernizacji węzłów grupowych lub w nowych instalacjach zasilających wybrane fragmenty sieci ciepłowniczej. Wybudowana infrastruktura może zostać wykorzystana w transformacji energetycznej w kierunku systemu efektywnego energetycznie.

1. Wstęp

1.1. Opis problemu badawczego

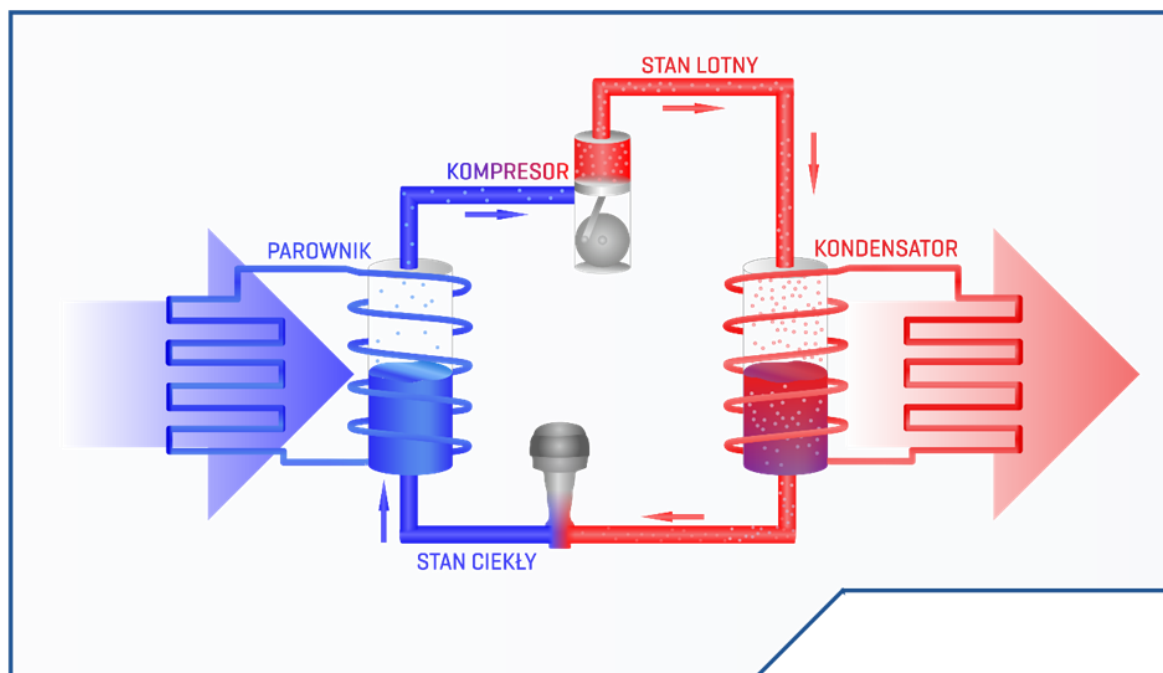
Wyzwaniem badawczym przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” ogłoszonego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju było opracowanie koncepcji i budowa pełnoskalowego demonstratora technologii efektywnej energetycznie elektryfikacji systemów ciepłowniczych działających w polskich miastach i miasteczkach. Ciepłownia Przyszłości Euros HC Plant produkując ciepło 100% OZE spełnia kluczowe wymaganie konkursowe, czyli udział OZE w produkcji ciepła na poziomie nie niższym niż 80%.

Kluczowym wyzwaniem w drugim etapie przedsięwzięcia była budowa Demonstratora Technologii w skali 1:1 dla fragmentu rzeczywistego systemu ciepłowniczego - w ograniczonym i nieprzekraczalnym czasie 18 miesięcy.

Trzeci i ostatni etap przedsięwzięcia to ewaluacja pracy Ciepłowni Przyszłości w warunkach operacyjnych jako jedyne źródło ciepła dla wydzielonej sieci ciepłowniczej osiedla Astronomów – bez wsparcia źródeł pomocniczych, stabilizatorów czy innych zewnętrznych źródeł ciepła.

1.2. Opis opracowanej Technologii Ciepłowni Przyszłości

Technologia Ciepłowni Przyszłości Euros Energy HC Plant została zaprojektowana z myślą o maksymalnym wykorzystaniu lokalnie dostępnych odnawialnych źródeł energii i ograniczeniu energii pozyskiwanej z zewnątrz, w tym całkowite wyeliminowanie spalania paliw kopalnych i biomasy. Zapewniło to całkowite uniezależnienie od zakupów paliw stałych i gazowych i jednocześnie pełną dekarbonizację systemu ciepłowniczego. Nośnikiem pochodzącym z zewnątrz jest energia elektryczna, której całość ma gwarancję pochodzenia z odnawialnych źródeł energii. Projektowa temperatura pracy instalacji Euros Energy HC Plant wynosi 80°C co pozwoliło na zasilenie modernizowanej sieci ciepłowniczej wydzielonej dla osiedla Astronomów.

SCHEMAT PRACY
POMPY CIEPŁA


Rysunek 1. Schemat pracy pompy ciepła

Kluczowym elementem wybudowanej Ciepłowni Przyszłości są pompy ciepła – urządzenia grzewcze fundamentalnie różne od urządzeń opartych na procesie spalania 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

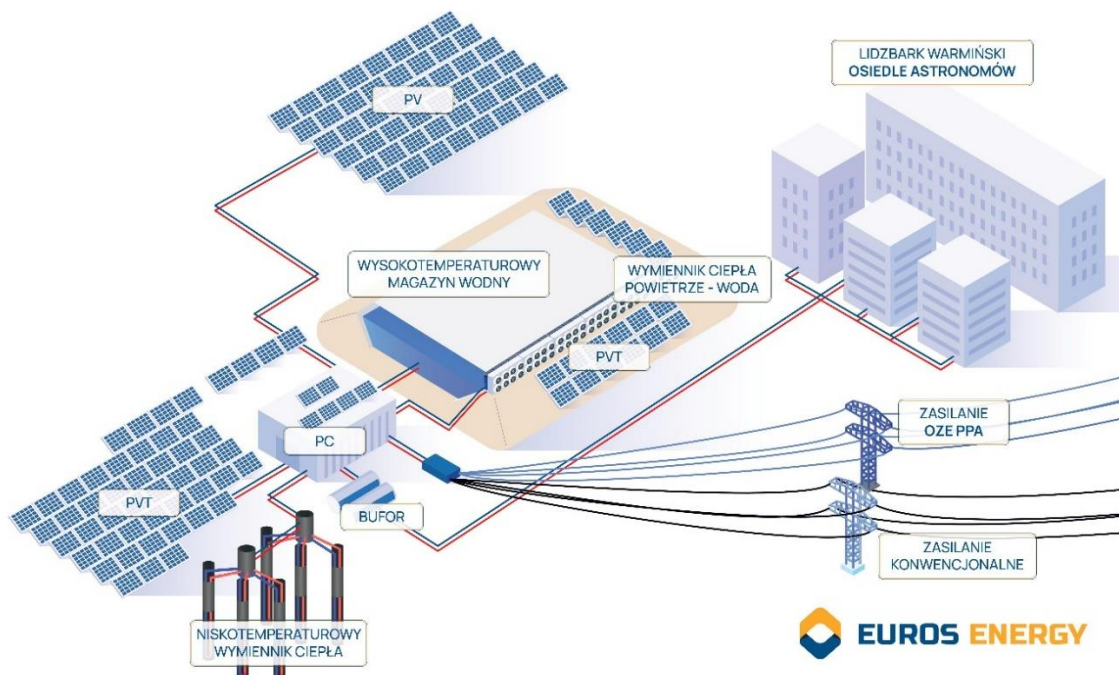
ciekłym i gazowym (zwana temperaturą skraplania/parowania). Sprężanie czynnika roboczego odbywa się najczęściej przy pomocy sprężarki elektrycznej. Suma energii elektrycznej pobranej przez sprężarkę (a zatem dostarczonej do czynnika) wraz z ciepłem odebranym przez czynnik od dolnego źródła składają się 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.

W opracowanej technologii Ciepłowni Przyszłości wysokotemperaturowe sprężarkowe pompy ciepła Euros Energy połączono w unikalnej kaskadzie szeregowo-równoległej w trzy sekcję, które zintegrowano z trzema dolnymi źródłami. To unikalne rozwiązanie umożliwia jednocześnie wykorzystanie ciepła ze wszystkich lub tylko z wybranych źródeł ciepła: z powietrznych wymienników ciepła (PWC), z niskotemperaturowego magazynu gruntowego typu BTES oraz z wysokotemperaturowego magazynu wodnego typu PTES.

System zasilany jest energią elektryczną produkowaną lokalnie z hybrydowych kolektorów słonecznych PVT oraz z dedykowanej instalacji fotowoltaicznej połączonej bezpośrednio kablem średniego napięcia. W zimowe dni oraz noce praca instalacji wspierana 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 części wymaganej energii elektryczna jest generowana lokalnie z modułów PV i PVT.



Rysunek 2. Schemat Demonstratora Technologii Ciepłowni Przyszłości Euros Energy HC Plant

Jak widać na schemacie Demonstratora przedstawionym na Rysunku 5., magazynowanie ciepła odbywa się na trzech poziomach: krótkoterminowym w buforze sieci ciepłowniczej, sezonowym niskotemperaturowym magazynie gruntowym (BTES) oraz sezonowym wysokotemperaturowym magazynem wodnym (PTES). Gotową instalację pokazano na rysunku Rysunek 3



Rysunek 3. Ciepłownia Przyszłości, zdjęcie instalacji.

Pierwszym poziomem magazynowania jest magazyn krótkoterminowy w postaci bufora sieci ciepłowniczej o pojemności 100 m^3 i zakresie temperaturowym pracy od 60°C do 85°C . Celem zastosowania bufora jest zwiększenie poziomu 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

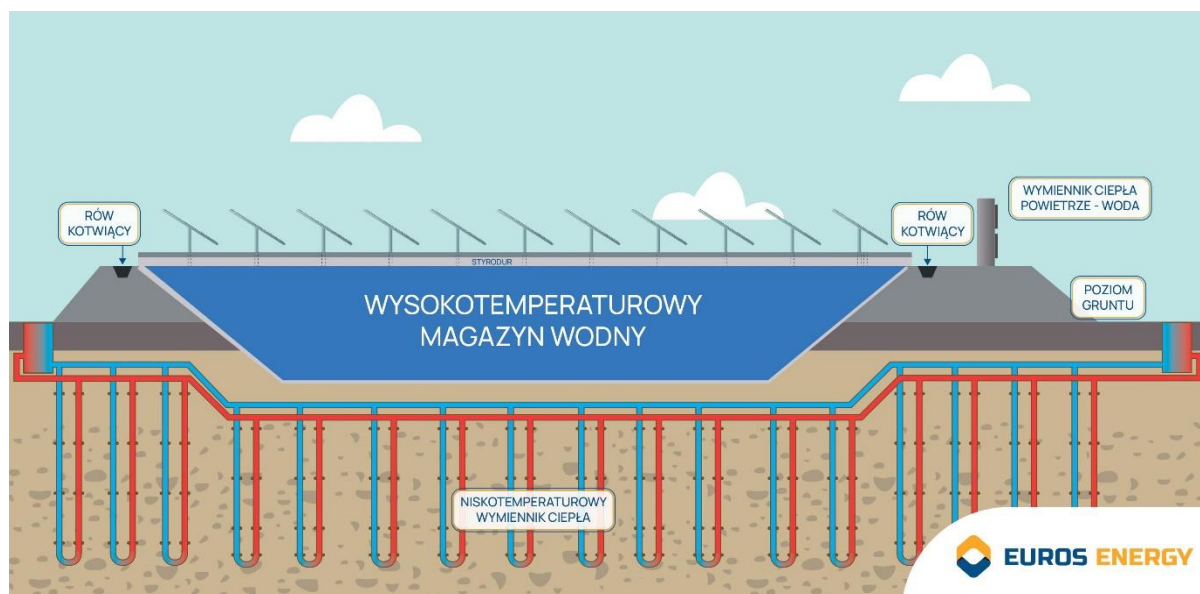
energią elektryczną wyprodukowaną lokalnie z instalacji PV i PVT. Współpraca instalacji PVT z niskotemperaturowym magazynem gruntowym pozwala na osiągnięcie lepszej efektywności ładowania niż współpraca z magazynem wysokotemperaturowym. Magazyn gruntowy w największym stopniu rozładowywany jest jesienią 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. Rozwiązanie takie wynikało pośrednio z uwarunkowań przedsięwzięcia – technicznie możliwe jest bezpośrednie wykorzystanie ciepła z magazynu PTES.

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 (np. Muzeum Marszałka Józefa Piłsudskiego w Sulejówku). 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 pomp ciepła Euros 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. Górny 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

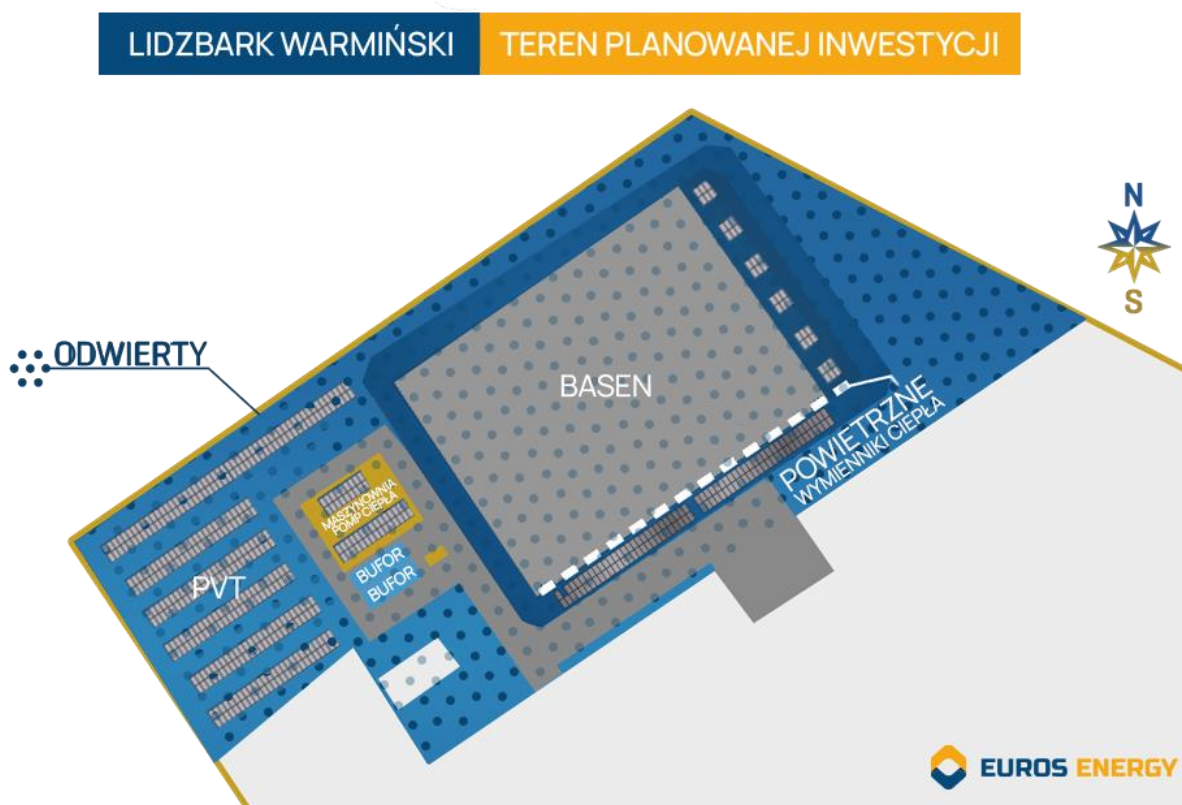
ładowanie magazynów sezonowych. W sezonie grzewczym pompy ciepła dostarczają ciepło tylko do bufora, magazyny ciepła ładowane są tylko w okresie od wczesnej wiosny do późnej jesieni.



Rysunek 4. Warstwowe ułożenie komponentów Demonstratora Technologii pozwala na zmniejszenie zajętości terenu

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.

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 rozmieszczono równomiernie odwierty na potrzeby instalacji wymienników pionowych magazynu gruntowego. Następnie na tym samym obszarze zbudowano wodny magazyn ciepła, który zajmuje około 40% powierzchni terenu z wymiennikami gruntowymi. Rozwiązanie takie nie tylko zwiększa gęstość energetyczną systemu, ale również zapewnia dodatkową izolację od góry magazynu gruntowego. Co więcej, na dwóch ścianach wysokotemperaturowego magazynu wodnego zainstalowano kolektory hybrydowe PVT. Kolektory hybrydowe PVT pokrywają również pozostałą część powierzchni działki ciepłowni. Rozmieszczenie komponentów Demonstratora Technologii na działce pokazano na rysunku 7.



Rysunek 5. Planowany rozkład komponentów Demonstratora Technologii Euros Energy HC Plant na działce ciepłowni

Dedykowana farma fotowoltaiczna, pracująca na potrzeby ciepłowni, zostanie została umiejscowiona na dodatkowej działce znajdującej się niedaleko Demonstratora Technologii i jest 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, możliwe jest także zastosowanie innego lokalnego odnawialnego źródła energii elektrycznej.

Ciepłownia Przyszłości Euros Energy HC Plant ma udział OZE przekraczający 90%. Zgodnie z wymaganiami przedsięwzięcia wskazanymi 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. W rzeczywistości cała zakontraktowana energii ma gwarancję pochodzenia OZE.

Dalsze zwiększenie poziomu udziału OZE jest to możliwe na trzy 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. Trzecim sposobem jest zakup całości wymaganej energii elektrycznej z gwarancją pochodzenia z instalacji OZE i ten sposób zastosowano w Ciepłowni Przyszłości.

Optymalizacja pomiędzy możliwie wysokim OZE w układzie a kosztami inwestycji pozwala na osiągnięcie w Ciepłowni Przyszłości Euros Energy EC Plant doskonałego wskaźnika udziału odnawialnych źródeł energii - powyżej 90%. Dzięki realizacji zakupu energii elektrycznej z gwarancją pochodzenia udział OZE wynosi 100%.

2. Lokalizacja Demonstratora Technologii

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



Rysunek 6. System Demonstracyjny: Lidzbark Warmiński, Osiedle Astronomów

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 obecnie z ciepłowni zasilanej paliwami kopalnymi – węglem oraz gazem spalany w kogeneratorze gazowym. Ciepłownia produkuje rocznie około 190 tys. GJ energii.

Działka ciepłowni udostępniona firmie Euros Energy na potrzeby budowy Demonstratora Technologii Ciepłowni Przyszłości ma powierzchnię jednego hektara. Pozwoliła 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 i Kanalizacji, którego zagospodarowaniem są zainteresowane zarówno

władze miasta jak i wodociągów, zbudowano farmę fotowoltaiczną połączona bezpośrednio kablem średniego napięcia z terenem ciepłowni.

Demonstrator Technologii pozwala ogrzewać i dostarczać 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 7. 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 Demonstratora zmodernizowano fragmenty starej sieci ciepłowniczej zbudowanej w technologii kanałowej w latach 80-tych XX wieku. Nową sieć wykonano w technologii preizolowanej. Całość jest przystosowana do pracy w temperaturach 80°C/50°C. Dodatkowo, zgodnie z wnioskami zgłaszanymi przez władze i mieszkańców spółdzielni, w każdym budynku zamontowano indywidualny węzeł cieplny pozwalający na precyzyjny pomiar zużycia ciepła w budynku. Stare węzły grupowe Słoneczna 1 i Astronomów 35 zlikwidowano.

3. Budowa Demonstratora Technologii

Budowę Demonstratora Technologii przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” rozpoczęto 2 maja 2022 roku a zakończono 31 października 2023 roku. Kolejne etapy przedsięwzięcia podsumowano na grafice poniżej.



Rysunek 8. Kroki milowe budowy Demonstratora Technologii.



Rysunek 9. Widok na teren inwestycji przed rozpoczęciem prac. Marzec 2022.

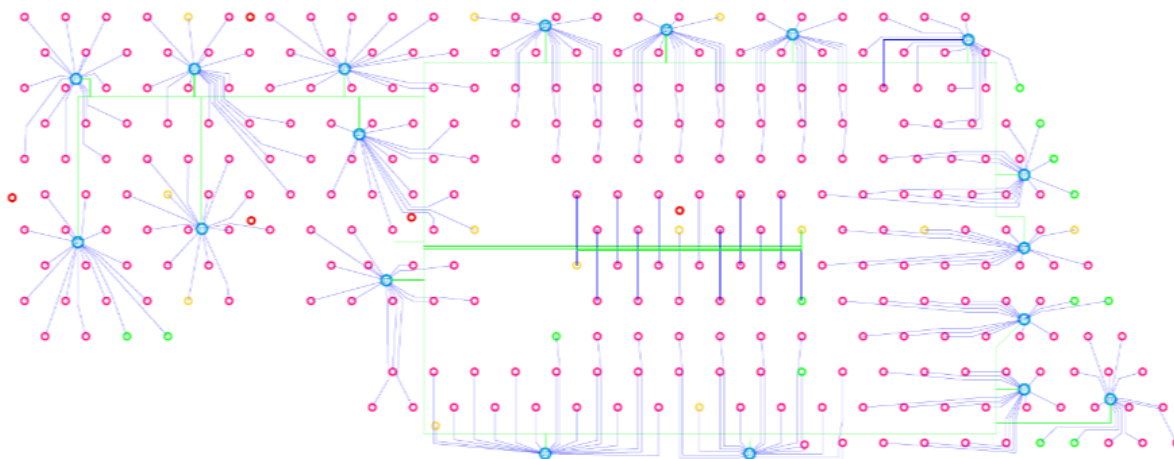
3.1. Gruntowy Magazyn Ciepła BTES

Niskotemperaturowy magazyn gruntowy to wariant znanej technologii magazynowania ciepła w gruncie Borehole Thermal Energy Store (BTES). Proponowany niskotemperaturowy magazyn gruntowy (NMG) odróżnia się od typowej instalacji BTES niższą temperaturą magazynowanego ciepła – dla NMG wynosi ona 5-25°C podczas gdy dla BTES wynosi zwykle 20-60°C. Wybudowany w ramach Demonstratora Technologii niskotemperaturowy magazyn gruntowy składa się z 297 wymienników pionowych o długości 99,9 metrów każdy. Wymienniki te są rozłożone w układzie siatki trójkątnej w odległości 5 metrów. Jako wymienniki pionowe zastosowane sondy geotermalne serii Terra 90 o wymiarze standardowym 2x40 mm. Przewody sondy wykonane są z polietylenu wysokiej gęstości HDPE 100 RC o średnicy zewnętrznej 40 mm. Przepływa przez nie mieszanina wody i glikolu propylenowego transportując tym samym ciepło do i z gruntu. Magazyn zajmuje całą powierzchnię terenu objętą nową inwestycją.

Odwierty wykonano systemem obrotowym na płuczkę bentonitową (prawy obieg), „na boso” świdrem gryzowym o średnicy 160 mm. Płuczka została być tak dobrana, aby odcinała nawiercane horyzonty wodonośne oraz uszczelniała otwór w trakcie wiercenia. Pozwoliło to na zamknięcie horyzontów wodonośnych i zapobieganie ewentualnemu mieszanii różnych poziomów wodonośnych.

Niskotemperaturowy magazyn gruntowy stanowi najniższą warstwę Demonstratora, nad nim wykonany jest wysokotemperaturowy magazyn wodny typu PTES, maszynownia pomp ciepła oraz instalacja hybrydowych kolektorów słonecznych PVT.

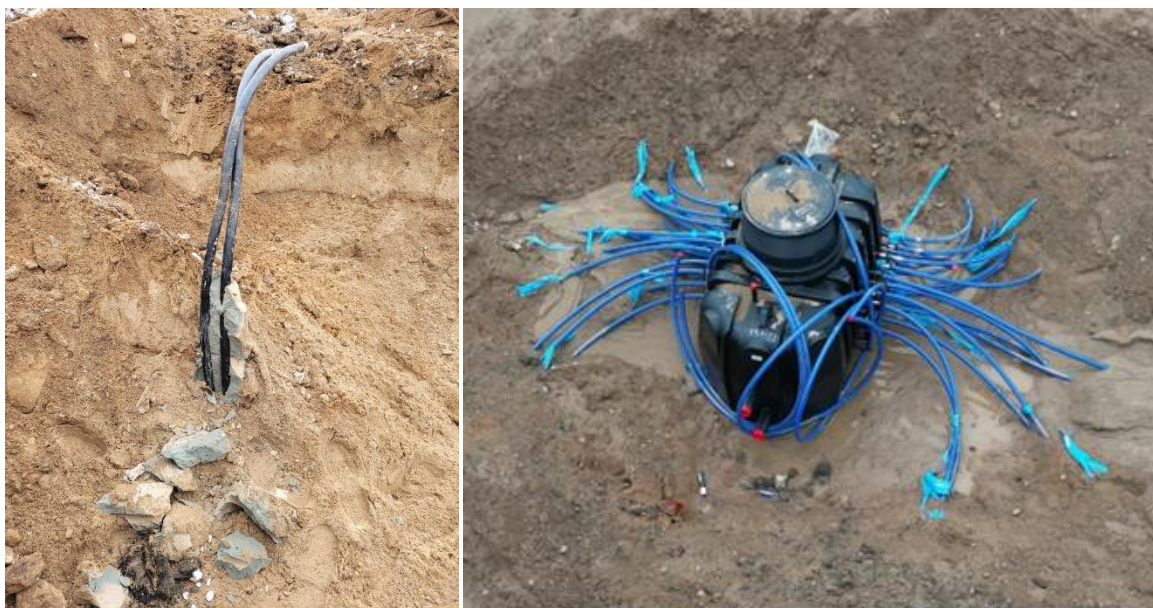
Gruntowe wymienniki ciepła połączone są rurami poziomymi ze studniami rozdzielczowymi, które z kolei doprowadzone są do maszynowni pomp ciepła. Rozmieszczone odwierty oraz studnie rozdzielaczowe zilustrowano na Rys. 1.



Rysunek 10. Rozmieszczenie odwiertów geotermalnych, połączeń poziomych oraz studni rozdzielaczowych gruntowego magazynu ciepła.



Rysunek 11. Wykonanie odwiertów i montaż pionowych wymienników ciepła. Czerwiec 2023.



Rysunek 12. Po lewej - wykonany gruntowy wymiennik ciepła - Widoczne wypełnienie bentonitem - wysokiej jakości betonem termoprzewodzącym. Po prawej – zbiorcza studnia rozdzielaczowa zbierająca ciepło z kilkunastu odwiertów.



Rysunek 13. Widok na część połączeń poziomych oraz studni rozdzielaczowe gruntowego magazynu ciepła. Luty 2023.

3.2. Wodny magazyn ciepła PTES

Wysokotemperaturowy magazyn wodny składa się ze zbiornika wodnego o pojemności 15 000 m³ o kształcie odwróconej piramidy o ściętym wierzchołku. Ma on głębokość około 8 m, a powierzchnia górna zasobnika wynosi około 3 000 m². W magazynie akumulowane jest ciepło pozyskane w lecie z powietrza za pośrednictwem pomp ciepła zasilanych energią elektryczną wyprodukowaną w instalacji fotowoltaicznej Koniewo.

Zasada działania wysokotemperaturowego magazynu energii polega na wykorzystaniu ciepła jawnego – pojemności cieplnej wody, które przy temperaturze 20°C wynosi 4,18 kJ/kgK. Oznacza to, iż ogrzanie jednej tony wody o jeden stopień Celsjusza pozwala na zmagazynowanie 4 180 kJ energii. Zład wody będzie wynosić 15021 m³. Maksymalna temperatura pracy wynosić będzie 65°C. Planuje się budowę zbiornika na planie prostokąta.

W celu zminimalizowania strat ciepłych zbiornik od strony gruntu jest izolowany warstwą termoizolacyjną o grubości 25 cm oraz od góry na powierzchni zwierciadła wody o grubości 40 cm z dodatkową warstwą spadkową od 3 do 48 cm. Izolację termiczną wykonano z pianki PIR oraz dla warstwy spadkowej ze styropianu EPS 80.

Szczelność zbiornika gwarantuje wykonanie powłoki szczelnej z geomembrany HDPE gr. 2,5 mm. Na powierzchni zbiornika zaprojektowano pokrywę pływającą zbudowaną z warstw geomembran i izolacji termicznej. Górna warstwa izolacji termicznej przykryta geomembraną HDPE 1,5 mm ułożona w spadkach, umożliwiać będzie odprowadzenie wód opadowych na zewnątrz zbiornika.

Zbiornik ziemny wykonano częściowo poniżej poziomu terenu w wykopie oraz powyżej w grobli ze skarpami o nachyleniu 1:1,5. Poziom dna wyznaczono na rzędnej 89,22 m n.p.m. Wysokość lustra wody zbiornika wynosi 8,13 m. Zbiornik w rzucie ma kształt zbliżony do prostokąta o wymiarach w poziomie podstawy grobli: 87,09; 87,19; 62,74 i 61,11 m.

Podłoże pod dnem zbiornika stanowią grunty rodzime spoiste w postaci piasków gliniastych, glin piaszczystych i pyłów oraz grunty niespoiste w postaci piasków średnich oraz pospótek. Nie stwierdzono występowania swobodnego zwierciadła wody gruntowej w poziomie dna zbiornika oraz w gruntach niespoistych powyżej dna zbiornika. Z powierzchni dna wykopu wykonanego należy

wykonać badania odbiorowe potwierdzające zgodność warunków gruntowych z założeniami projektowymi.



Rysunek 14. Wykańczanie i zabezpieczanie wałów basenu. Napełnianie wodą z sieci wodociągowej. Maj 2023.



Rysunek 15. Zaizolowany wodny magazyn ciepła PTES. Października 2023

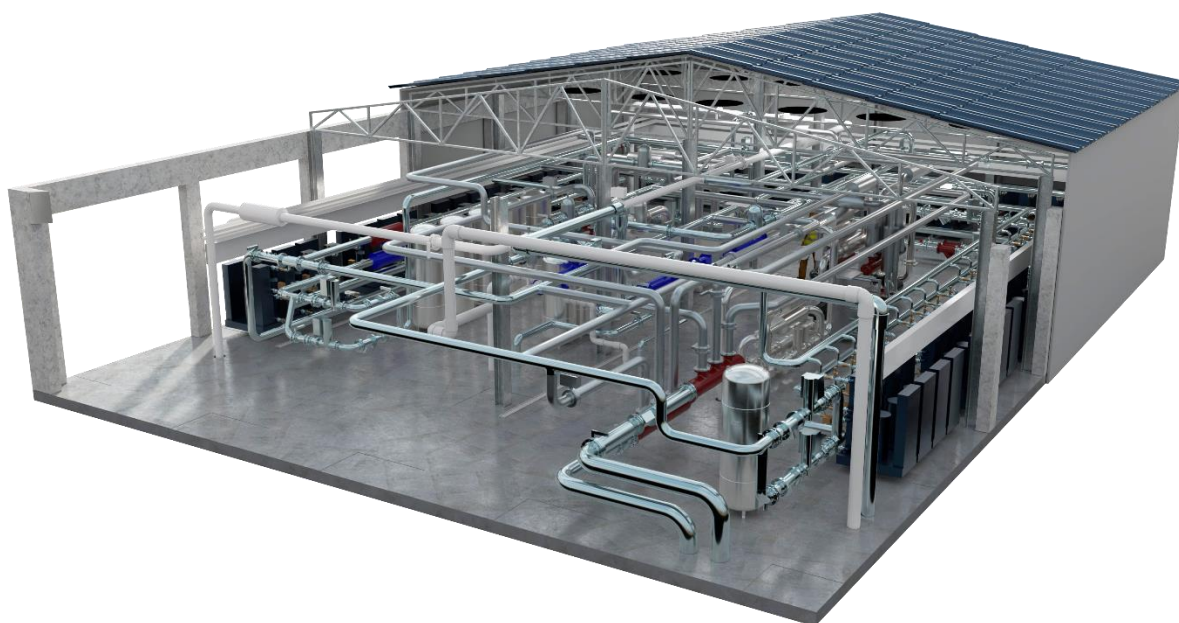
3.3. Maszynownia pomp ciepła

W maszynowni zamontowano pompy ciepła umożliwiające osiągnięcie parametrów poszczególnych nośników ciepła do wymagań zewnętrznych instalacji odbiorczych. Zainstalowano trzy sekcje kaskad pomp ciepła, każda o mocy cieplnej 800 kW. Dodatkowo, zainstalowano układy wymienników ciepła służące do separacji obiegów poszczególnych źródeł ciepła OZE od układów wyjściowych. Obiegi hydrauliczne są obsługiwane przez zespoły pomp wirowych o mocach elektrycznych od 0,1 kW do 15 kW. Całość jest sterowana układami automatyki umieszczonymi w szafach sterujących z możliwością zdalnego monitoringu.

Obsługa techniczna podstawowych urządzeń tj. pomp ciepła odbywa się z zewnątrz przez zaprojektowane w tym celu wrota serwisowe. Pobyt ludzi w budynku hali będzie incydentalny i będzie polegał na technicznym serwisie i okresowej konserwacji urządzeń

Hala jest budynkiem jednokondygnacyjnym, niepodpiwniczonym, o wysokości 5,6 m, o wymiarach 22,56 m x 16,3 m. Obiekt kryty dachem dwuspadowym o spadku 10 stopni. Pokrycie elewacji i dachu zaprojektowano z warstwowych płyt SP2D E-PIR Ruukki, malowanych na kolor RAL 7016 (grafitowe). Zasadniczą konstrukcję nośną hali zaprojektowano z prefabrykowanych słupów żelbetowych, utwierdzonych w fundamentach, elewacyjnych słupach stalowych oraz konstrukcji stalowej dachu

opartej na żelbetowych głowicach i wewnętrznych słupach stalowych. Konstrukcja dachu składa się z płatwi kratowych o rozpiętości ok 8m. Rozstaw płatwi wynosi ok. 7,5 m. Płatwie opierają się na słupach żelbetowych oraz wewnętrznych słupach stalowych o rozpiętości 12,0m. Stężenia konstrukcji dachu wykonano z rur kwadratowych. Stateczność budynku zapewnia sztywne utwierdzenie wspornikowych słupów ze stopami fundamentowymi, stężenia dachowe oraz blacha trapezowa. Wizualizację hali przedstawiono na Rys. 30.



Rysunek 16. Wizualizacja gotowej hali maszynowni

3.4. Powietrzny wymiennik ciepła

Na potrzeby pracy powietrznych wymienników powietrznych zamontowano 14 wymienników ciepła typu powietrze-glikol o mocy znamionowej 223 kW każdy. W układzie wymienników „drycoolerów” pracuje także 48 wentylatorów o mocy znamionowej 1,11 kW każdy.

Powietrzne wymienniki ciepła umożliwiają pobieranie energii z otoczenia. Ich zasada działania sprowadza się do wymuszenia za pomocą wentylatorów obiegu powietrza przez szereg rur wypełnionych roztworem glikolu. Rury są połączone baterią lameli zwiększającą powierzchnię wymiany ciepła. Urządzenie jest wyposażone w szereg sterowanych niezależnie wentylatorów, co umożliwia regulację temperatury czynnika oraz ogranicza pobór energii elektrycznej podczas pracy na częściowym obciążeniu.



Rysunek 17. Powietrzne wymienniki ciepła zainstalowane na wale wodnego magazynu ciepła PTES.

3.5. Krótkoterminowy magazyn ciepła – bufor sieci ciepłowniczej

Bufor sieci ciepłowniczej pozwala na krótkoterminowe magazynowanie ciepła. Bufor ma pojemność 100 m³. Zainstalowano w nim grzałki o mocy 300 kW (po 6,25 kW na jedną pompę ciepła) zasilane wyłącznie energią elektryczną wyprodukowaną lokalnie z instalacji fotowoltaicznej. Celem buforu jest umożliwienie konsumpcji resztek energii elektrycznej z PV, która nie może zostać wykorzystana na włączenie dodatkowych pomp ciepła. Bufor zainstalowany jest pod powierzchnią gruntu.



Rysunek 18. Bufor sieci ciepłowniczej - magazyn krótkoterminowy – przed zasypaniem.

3.6. Hybrydowe kolektory słoneczne PVT

Instalacja PVT/PV/KS składa się z następujących elementów:

- 310 szt. hybrydowych kolektorów słonecznych (PVT) o znamionowej mocy elektrycznej 450 Wp i znamionowej mocy cieplnej 1168 Wth;
- 60 szt. hybrydowych kolektorów słonecznych (PVT) o znamionowej mocy elektrycznej 350 Wp i znamionowej mocy cieplnej 1400 Wth;
- 60 szt. kolektorów słonecznych (KS) o znamionowej mocy cieplnej 1550 Wth;
- 60 szt. modułów fotowoltaicznych (PV) o znamionowej mocy elektrycznej 450 Wp – dokładnie takich samych jak dla kolektorów hybrydowych PVT;
- 30 szt. modułów fotowoltaicznych (PV) o znamionowej mocy elektrycznej 410 Wp.

Łączna moc elektryczna instalacji po stronie DC wynosi 199,8 kWp, a po stronie AC 180 kW. Sumaryczna moc cieplna jest równa 539,08 kWth.

Cały system ze względu na lokalizację poszczególnych urządzeń można podzielić na 4 grupy:

- plac przy hali (I),
 - System na placu obejmuje 6 rzędów urządzeń, z czego 5 pierwszych rzędów, patrząc od kierunku południowego, składa się z 50 szt. każdy, a ostatni rząd ze 100 szt. W kolejnych rzędach zamontowano kolejne technologie. Wszystkie urządzenia zamontowano na 2-rzędowej konstrukcji w orientacji pionowej pod kątem 30°.
- dach hali (II),
 - System na dachu hali obejmuje 2 rzędy modułów PV. Pierwszy rząd, patrząc od południa składa się z 19 szt., a drugi z 11 szt. Moduły zamontowano na, tzw. trójkątach, w orientacji pionowej i pod kątem 15°.
- skarpa (III)

System na skarpie obejmuje 1 rząd kolektorów PVT złożony z 80 szt. Kolektory zamontowano na 2-rzędowej konstrukcji w orientacji pionowej równoległe do powierzchni skarpy pod kątem ok. 30°.

- grobla przy magazynie PTES (IV).
 - System na grobli obejmuje 6 rzędów urządzeń, składających się z 10 urządzeń każdy. W kolejnych rzędach wykorzystano kolejne technologie. Wszystkie urządzenia zamontowano na 2-rzędowej konstrukcji w orientacji pionowej pod kątem 30°.

Opisana powyżej konfiguracja poszczególnych części systemu pozwala na zapewnienie powtarzalnych warunków pracy dla różnych technologii. Celem pomiarów jest:

- Porównanie poszczególnych technologii, tzn. zweryfikowanie jak uzyski elektryczne oraz ciepłe z kolektorów PVT różnią się od uzysków elektrycznych modułów PV i uzysków ciepłych kolektorów;
- Porównanie technologii PVT, tj. kolektorów typu WISC z kolektorami z dodatkową szybą w aplikacji gruntowej;

Zweryfikowanie jak odbiór ciepła z części PV kolektorów PVT przekłada się na jej temperaturę w porównaniu z temperaturą modułów PV;

- Określenie, czy konfiguracja elektryczna kolektorów PVT musi być zgodna z konfiguracją hydrauliczną;
- Określenie jak większe narażenie na wiatr wpływa na pracę poszczególnych technologii (porównanie grupy I i IV);
- Określenie kiedy zachodzi wykroplenie na poszczególnych urządzeniach i jaki ma to wpływ na ich pracę, szczególnie w przypadku kolektorów PVT;
- Określenie, czy obniżenie temperatury kolektorów PVT powoduje konieczność zmniejszenia stosunku mocy DC/AC ze względu na moc potencjalnie wyższą od znamionowej;
- Określenie, czy osłonięcie tylnej strony kolektorów PVT przekłada się istotnie na ich pracę (porównanie grupy I i III);
- Określenie potencjalnych dodatkowych uzysków ciepła z otoczenia wynikających z temperatury kolektorów PVT niższej niż temperatura otoczenia.



Rysunek 19. Hybrydowe kolektory słoneczne zainstalowane na wale wodnego magazynu ciepła.

3.7. Farma fotowoltaiczna Koniewo

Elektrownia fotowoltaiczna o mocy zainstalowanej 1299,96 kWp została zlokalizowana w miejscowości Koniewo na działce o nr. ewid. 2/55; gmina Lidzbark Warmiński, powiat Lidzbarski, województwo warmińsko - mazurskie. Działka położona jest poza terenem zurbanizowanym w miejscowości Koniewo, w niewielkiej odległości od terenu Ciepłowni. Teren przeznaczony pod inwestycję ma powierzchnię około 1,69 ha.

Elektrownia fotowoltaiczna składa się z zespołów paneli fotowoltaicznych podzielonych na szeregi. Zastosowane panele współpracują z inwerterami (przetwornikami, zmieniającymi prąd stały DC z paneli na prąd zmienny AC). Energia elektryczna produkowana przez przedmiotową elektrownię jest dostarczona do sieci energetycznej SN (średniego napięcia). Potrzeby własne elektrowni są zaspokajane w pierwszej kolejności z instalacji fotowoltaicznej, a w nocy energia elektryczna niezbędna na potrzeby własne będzie pobierana z sieci elektroenergetycznej.

W ramach inwestycji wykonano następujący zakres czynności:

- Montaż paneli fotowoltaicznych (2826 szt.),
- Posadowienie stalowej konstrukcji montażowej,
- Montaż inwerterów o mocy 250 kW (5 szt.),
- Montaż kabli solarnych,
- Montaż linii kablowych nN,
- Posadowienie prefabrykowanej stacji kontenerowej wraz z transformatorem nN/SN,
- Posadowienie ogrodzenia wraz z bramą,
- Montaż systemu monitoringu,
- Montaż oświetlenia terenu (opcjonalnie) oraz pozostałego oprzyrządowania.

Panele fotowoltaiczne wykorzystują zjawisko fotowoltaiczne do zamiany promieniowania słonecznego na prąd elektryczny. Projektowane panele, oryginalnie posiadają już na swojej powierzchni powłokę antyrefleksyjną, które sprawia, że jest ona półmatowa i wygląda jak fakturowana. Dzięki takiemu rozwiązaniu instalacja pochłania znacznie więcej promieniowania słonecznego, a co za tym idzie – nie powoduje powstawania tak zwanego efektu olśnienia, będącego negatywnym i niepożądanym zjawiskiem.

Zastosowane inwertery umożliwiają przetworzenie wytworzonego przez panele prądu o stałym napięciu na prąd przemienny. W instalacji zastosowani pięć inwerterów o mocy znamionowej AC 250 kW każdy.

Stacja kontenerowa wraz z transformatorem nN/SN została zlokalizowana na działce nr 2/55, linia kablowa SN 15kV zasilająca stację przebiega przez działkę 2/55.

Elektrownia fotowoltaiczna zostanie przyłączona do linii kablowej 15 kV. Trasa przyłącza przebiega po terenie istniejącej ciepłowni (dz. nr 41/3, 41/4) oraz niezagospodarowanych terenach działek 10/50 i 1/7 miasta Lidzbark Warmiński oraz po działce numer 353 należącej do UG Lidzbark Warmiński (teren byłego torowiska) oraz działce 2/55.



Rysunek 20. Gotowa farma fotowoltaiczna Koniewo.

3.8. Modernizacja sieci ciepłowniczej i węzłów

Przedmiotem inwestycji jest dostosowanie instalacji ciepłowniczej na potrzeby Demonstratora Technologii.

Zaprojektowano, wykonano i zainstalowano węzły cieplne dwufunkcyjne pracujące w układzie równoległym, przy czym ciepła woda użytkowa jest wytwarzana za pośrednictwem płytowego wymiennika ciepła współpracującego z zasobnikami, a instalacja c.o. jest zasilana z sieci ciepłej bezpośrednio. Regulacja temperatury c.w.u. odbywa się za pomocą zaworu dwudrogowego umieszczonego przed wymiennikiem płytowym, a regulacja temperatury zasilania c.o. za pomocą zaworu trójdrogowego mieszającego. Pomiar zużytego ciepła odbywa się za pomocą ciepłomierzy kompaktowych umieszczonych na obiegach c.o. i c.w.u.. Przewody po stronie sieciowej i instalacji c.o. wykonano z rur stalowych czarnych łączonych przez spawanie. Przewody po stronie instalacji c.w.u. wykonane z rur KAN-therm Inox. W najwyższych punktach instalacji umieszczono odpowietrzniki automatyczne DN15 z zaworami stopowymi, a w najniższych punktach zawory kulowe spustowe.

4. Projektowanie Technologii Ciepłowni Przyszłości

4.1. 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 cenne 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.

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.

4.2. Wnioski dot. osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych

Wymagania obligatoryjne dla zbudowanego modelu numerycznego są spełnione, 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 92.05% udziału OZE w bilansie energetycznym. Koszt całości inwestycji, uwzględniając budowę farmy fotowoltaicznej o mocy 1,3 MWp wraz z przyłączem, wynosząco 39 511 806,10 pln netto, czyli 48 599 521,50 pln brutto. Przy uwzględnieniu całości nakładów inwestycyjnych wartość współczynnika LCOH wynosi 204,76 PLN/GJ – dla metodologii zgodnej z dokumentacją Przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” ogłoszonego w kwietniu 2021. Wartość LCOH uwzględnienia podatek od budowli, w szczególności podatek związany z wysokotemperaturowym wodnym magazynem ciepła PTES.

Tabela 1. 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 $T_{ot}=7^{\circ}\text{C}$, 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	

5. 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 130 zł/GJ netto.

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. Na skutek inflacji wywołanej zerwaniem łańcucha dostaw po pandemii koronawirusa oraz wybuchem wojny w Ukrainie nakłady inwestycyjne wzrosły do kwoty 39 511 806,10 pln netto, czyli 48 599 521,50 pln brutto – przy czym kwota ta zawiera kompletną farmę fotowoltaiczną o mocy 1,3 MWp wybudowaną na pobliskiej działce wraz z kompletnym przyłączem średniego napięcia a także modernizację wydzielonej sieci ciepłowniczej do standardów sieci preizolowanej oraz wymianę węzłów indywidualnych.

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.

Z drugiej strony wybudowana infrastruktura może zostać wykorzystana jako źródło OZE dla całej sieci ciepłowniczej a nie dla wybranego osiedla. Takie rozwiązanie pozwala to na osiągnięcie lepszych parametrów pracy instalacji i może służyć jako istotny element na drodze do uzyskania statusu systemu efektywnego energetycznie dla ciepłowni węglowych. Także opracowane narzędzia numeryczne pozwalają na opracowanie mapy drogowej transformacji systemów ciepłowniczych do systemów efektywnych energetycznie.

Współczynnik $LCOH_{OPEX}$ (który pomija koszty inwestycyjne w zerowym roku projektu) związany jest przede wszystkim z koniecznością uiszczenia podatków od budowli związanej z infrastrukturą magazynu PTES oraz z koniecznością 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 Euros Energy HC Plant są bardzo wysokie koszty inwestycyjne.

6. Uwarunkowania formalno-prawne dot. Technologii Ciepłowni Przyszłości

6.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

6.1.1. 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:

- Niskotemperaturowy Magazyn Gruntowy typu BTES– czyli pole pionowych otworowych wymienników ciepła o głębokości 99,5 metrów;
- Wysokotemperaturowy magazyn wodny typu PTES – sztuczny, izolowany, szczelny basen
- Maszynownia hybrydowych pomp ciepła wyposażonych w powietrzny wymiennik ciepła
- 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)kon
- 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.

6.1.2. Procedura dla Demonstratora Technologii:

1. Opracowanie Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia – nie wymagane dla inwestycji mniejszej niż 1 ha;
2. Opracowanie i złożenie Wniosku o wydanie decyzji środowiskowej bądź odstępienia od jej wydania – nie wymagane dla inwestycji mniejszej niż 1 ha;
3. Uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy (WZ) – nie wymagane – obowiązuje Miejscowy plan zagospodarowania;
4. Przygotowanie i zgłoszenie Projektu Robót Geologicznych; czas oczekiwania na uwagi do zgłoszonego Projektu wynosi 30 dni;
5. Przygotowanie wielobranżowego projektu budowlanego - czas przygotowania projektu wynosi około 60 dni;
6. Przygotowanie projektu wykonawczego sieci elektrycznych, sieci sanitarnych oraz konstrukcji instalacji fotowoltaicznej – czas realizacji w przypadku standardowej inwestycji do 30 dni;
7. Uzgodnienie projektów wykonawczych z Zespołem Uzgadniania Dokumentacji Projektowej (ZUDP) – czas realizacji do 14 dni;
8. Zgłoszenie budowy przyłącza sieci ciepłej; czas realizacji 30 dni;
9. Uzyskanie promesy koncesji w URE – nie dotyczy.
10. Podłączenie i uruchomienie paneli PVT wraz ze wszystkimi pomiarami - uzgodnienia rozruchowe i eksploatacyjne z OSD – czas realizacji jest zależny od wewnętrznych procedur operatora OSD;
11. Opracowanie dokumentacji powykonawczej – czas realizacji do 30 dni;
12. Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie inwestycji; czas realizacji 30-60 dni;

13. 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. Modernizacja węzłów ciepłowniczych nie wymaga żadnych procedur formalno-prawnych. Prace wymagają jedynie zgłoszenie dotyczące wymiany sieci.

Dedykowana farma fotowoltaiczna o mocy ok. 1,296 MWp

Trzecia część to dedykowana dla Demonstratora Technologii farma fotowoltaiczna o mocy ok. 1,260 MWp zlokalizowana na pobliskiej działce o powierzchni 1,7 hektara (działka 2/55 obręb Koniewo) oddalonej od maszynowni pomp ciepła o około 600 metrów. Energia elektryczna produkowana przez instalację PV jest zużywana na potrzeby własne Demonstratora Technologii.

6.1.3. Procedura dla farmy fotowoltaicznej 1,2590 MWp:

1. Opracowanie Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia i analiza dokumentacji przez organ prowadzący – czas realizacji do 14 dni;
2. Opracowanie i złożenie Wniosku o wydanie decyzji środowiskowej bądź odstąpienia od jej wydania – czas realizacji do 14 dni;
3. Uzyskanie uzyskania decyzji o warunkach zabudowy (WZ) – czas realizacji do 60 dni;
4. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej od OSD i podpisanie umowy przyłączeniowej – czas realizacji do 150 dni – w trakcie procedowania od grudnia 2021.
5. Przygotowanie projektu budowlanego i wykonawczego branży elektrycznej, instalacji fotowoltaicznej oraz zagospodarowania terenu – czas realizacji do 30 dni;
6. Uzgodnienie projektu z Zespołem Uzgadniania Dokumentacji Projektowej (ZUDP) – czas realizacji do 14 dni;
7. Uzyskanie pozwolenia na budowę – czas realizacji do 65 dni;
8. Uzyskanie promesy koncesji w URE – nie dotyczy.

9. Budowa farmy PV czas realizacji ok. 16 tygodni:
10. Podłączenie i uruchomienie farmy fotowoltaicznej wraz ze wszystkimi pomiarami -
uzgodnienia rozruchowe i eksploatacyjne z OSD – czas realizacji do 30 dni;
11. Opracowanie dokumentacji powykonawczej – czas realizacji do 14 dni;
12. Uzyskanie koncesji od URE;
13. Rozpoczęcie produkcji energii elektrycznej.

6.2. 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* [1] (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* [2] – określa ona kryteria dla działalności gospodarczej zrównoważonej środowiskowo.

Według Dyrektywy [2] 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 [2] oraz oceniono jak Technologia Ciepłowni Przyszłości realizuje wskazane cele środowiskowe.

Tabela 2. 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 uzyskano ponad 90% OZE w bilansie.
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 wykonana została 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 obniżenia emisyjności systemów energetycznych	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 również stanie się mniej emisyjna. Ponadto, dzięki jednoczesnemu zastosowaniu pomp ciepła i magazynów ciepła, opracowaną Technologię Ciepłowni Przyszłości można wykorzystać do częściowego bilansowania systemu elektroenergetycznego lub lokalnego systemu energetycznego. W okresie od późnej wiosny do wczesnej jesieni układ pozwalałby na pobieranie nadwyżki energii elektrycznej sieci i ładowanie długoterminowych magazynów ciepła.
h)	produkcja czystych paliw	-
i)	wspomaganie działań a) -h)	-
Adaptacja do zmian klimatu		
a)	adaptacja do niekorzystnych	Zmiany klimatu przyczyniają się do coraz większego zapotrzebowania na chłód. W Technologii Ciepłowni Przyszłości chłód powstaje jako 'odpad' przy produkcji

	skutków zmian klimatu dla działalności gospodarczej	ciepła przez pompy ciepła. Opracowana technologia jest gotowa na produkcję chłodu. Dodatkowo sprzedaż chłodu może zdecydowanie poprawić efektywność ekonomiczną inwestycji. 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%.
b)	adaptacja do niekorzystnych skutków zmian klimatu wywieranych na ludzi, przyrodę lub aktywa	Zmiany klimatu przyczyniają się do coraz większego zapotrzebowania na chłód. Technologia Ciepłowni Przyszłości pozwoli na dostarczenie chłodu do odbiorców końcowych, 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)	-
Przejęcie na gospodarkę o obiegu zamkniętym		
a)	wykorzystanie efektywnych w produkcji zasobów naturalnych (m.in. ograniczenie zużycia surowców pierwotnych)	Wykorzystanie technologii pozwala na zdecydowane ograniczanie zużycia surowców pierwotnych jakimi są paliwa kopalne.
b)	zwiększenie trwałości produktów	Układ zaprojektowany jest z myślą o jak największej trwałości i możliwości jak najdłuższej eksploatacji. 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. żužel 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 ciepłownię w których spalana jest biomasa leśna. Pozwoli to na zmniejszenie zapotrzebowanie na biomasę drzewną.
e)	wspomaganie działań a) -d)	-

7. 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 3. 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	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	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	01.06.2022	182	30.11.2022
Montaż rurociągów poziomych pomiędzy odwiertami a skrzynkami	01.06.2022	212	30.12.2022
Montaż instalacji zewnętrznych w gruncie - połączenie skrzynek	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	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
Próbne napełnienie zbiornika	14.11.2022	16	30.11.2022

Zakończenie docelowego napełnienia zbiornika wraz z rozpoczęciem	01.12.2022	13	14.12.2022
Wykonanie przykrycia zbiornika – montaż membrany HDPE/ izolacji	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	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	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	02.05.2022	486	31.08.2023
Zakończenie modernizacyjnych i rozpoczęcie dystrybucji energii w	01.10.2023	30	45230,00

8. Skalowalność i replikowalność Technologii Ciepłownia Przyszłości

8.1. Skalowalność

Skalowanie odbywa się poprzez odpowiednie zwiększenie mocy składowych elementów Systemu Demonstratora odpowiednio do zamówionego zapotrzebowania na moc ciepłą 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 dodatkowo moduły fotowoltaiczne lub hybrydowe kolektory słoneczne PVT.

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. W istocie farma fotowoltaiczna stanowi element opcjonalny. W przypadku dalszego zwiększania mocy PV w Krajowym Systemie Energetycznym i związanej z tym obniżeniem cen energii elektrycznej na giełdzie w słoneczne dni - rozwiązaniem uzasadnionym ekonomicznie może okazać skupowanie energii elektrycznej na giełdzie towarowej zamiast budowanie własnej elektrowni fotowoltaicznej

Istotne jest również to, że koncepcja może być wdrożona w systemie rozproszonym, 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 4. 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

8.2. 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 zasilac 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.

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

Ciepłownia Przyszłości jest instalacją demonstracyjną dla technologii kluczowych w osiągnięciu statusu systemu efektywnego energetycznie dla mniejszych ciepłowni – pomp ciepła i długoterminowych magazynów 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 pompę 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 źródło 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 [3], [4]. 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.

9. Obliczenia

9.1. Symulator Demonstratora

Symulator Demonstratora to model numeryczny wykonany przy użyciu pakietu TRNSYS 18 oraz bibliotek TESS 18 w celu symulacji pracy Ciepłowni Przyszłości. 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 5 minut. Pracą modelu Ciepłowni Przyszłości zarządza sterownik, który pobierając sygnały stanów komponentów układu wykonuje polecenia skryptu sterującego oraz przesyła zwrotne sygnały sterujące modelami urządzeń.

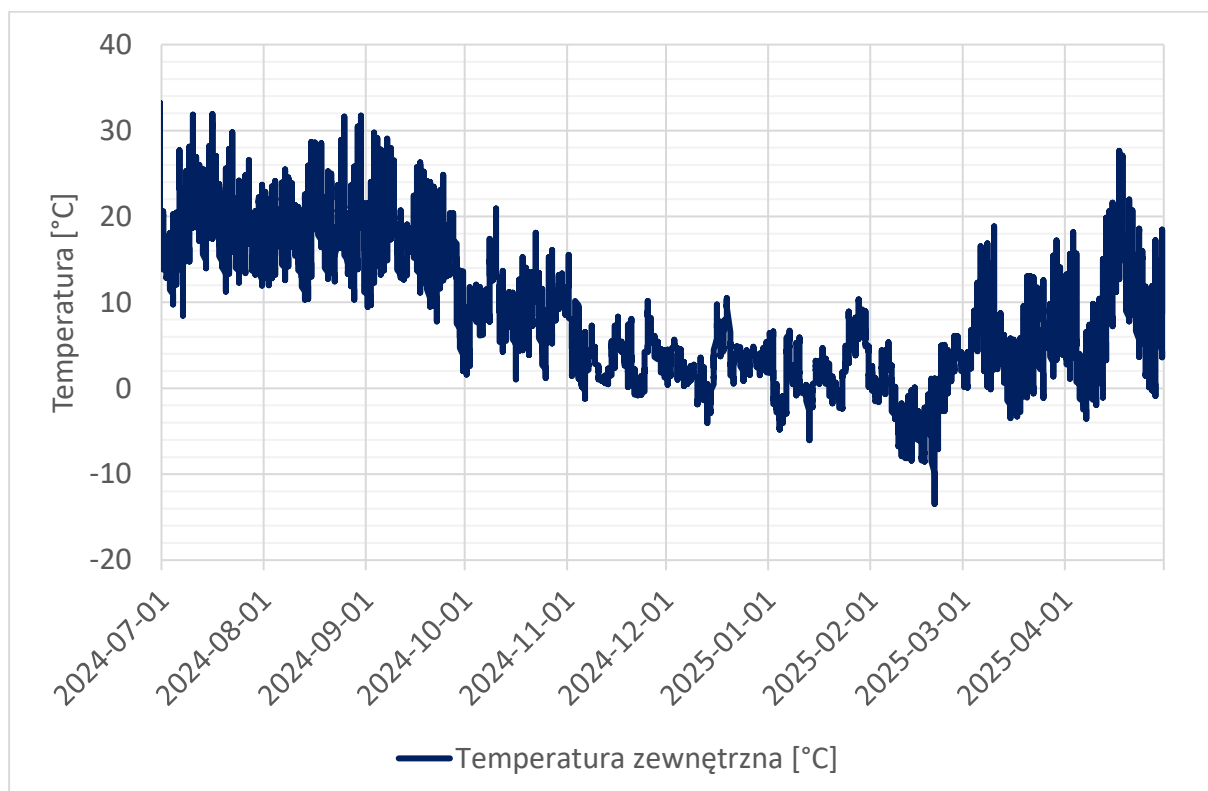
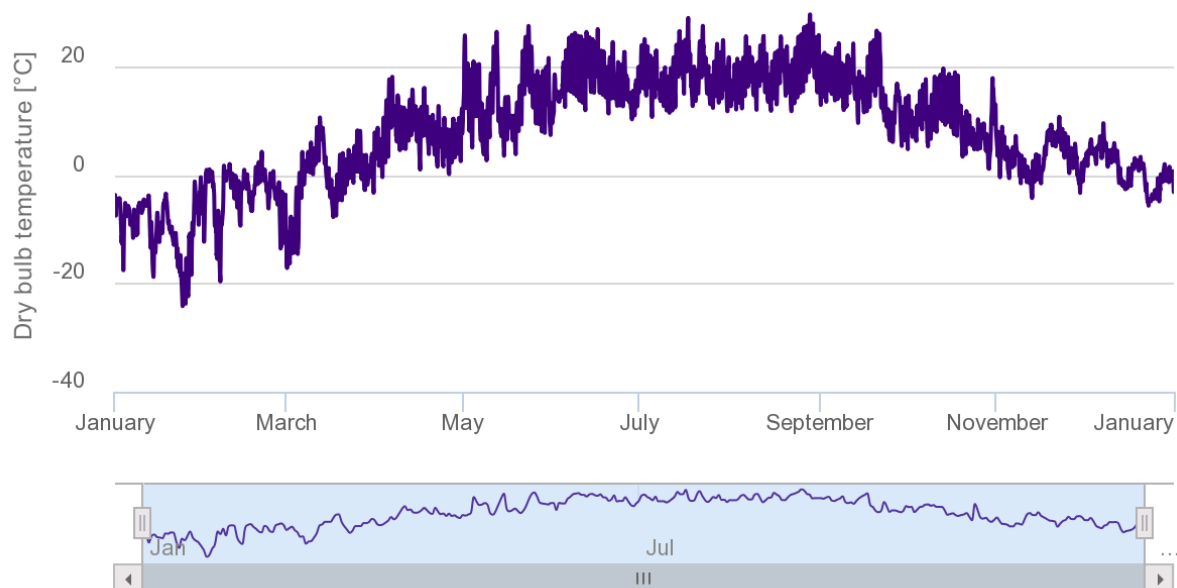
Skrypt sterujący określa warunki brzegowe symulacji. Warunki te określone zostały na podstawie dokumentacji Przedsięwzięcia „Ciepłowni Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” opracowanej przez NCBR, na podstawie rzeczywistych danych pochodzących z ciepłowni Veolia Północ w Lidzbarku Warmińskim, na podstawie obowiązującego prawa oraz założeń wypracowanych podczas tworzenia projektu Ciepłowni 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 57.

Typical Meteorological Year

(C) PVGIS, 2022

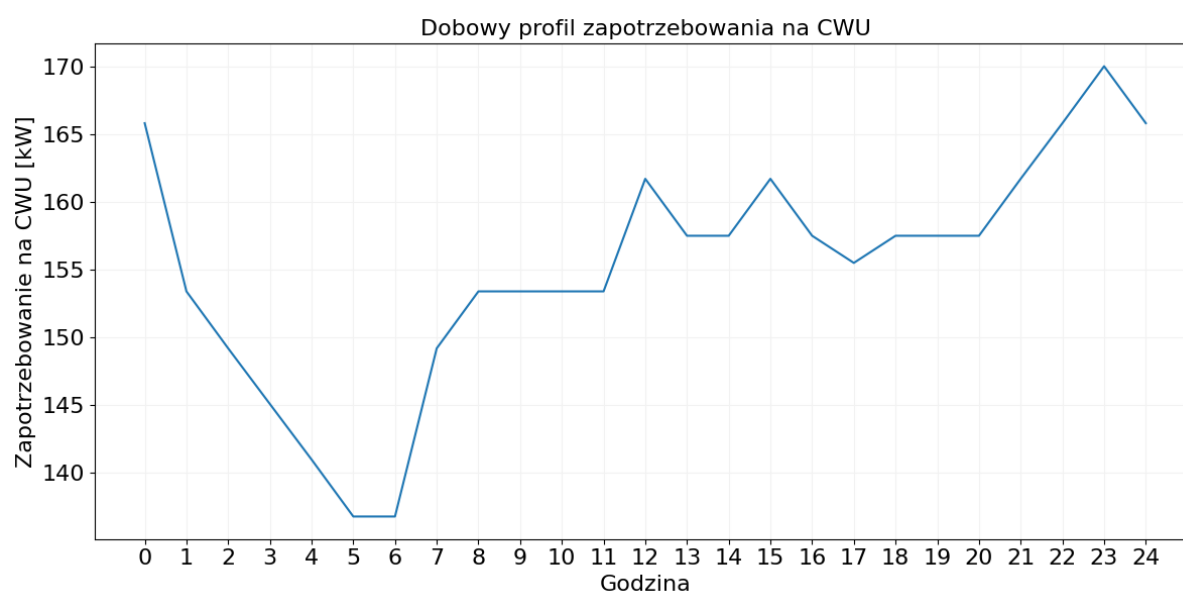
Period **1d** 1w 1m 6m All



Rysunek 21. Na górze - Wykres temperatury zewnętrznej typowego roku meteorologicznego w Lidzbarku Warmińskim wygenerowany przez PVGIS. Na dole – rzeczywiste temperatury zmierzone w Lidzbarku Warmińskim.

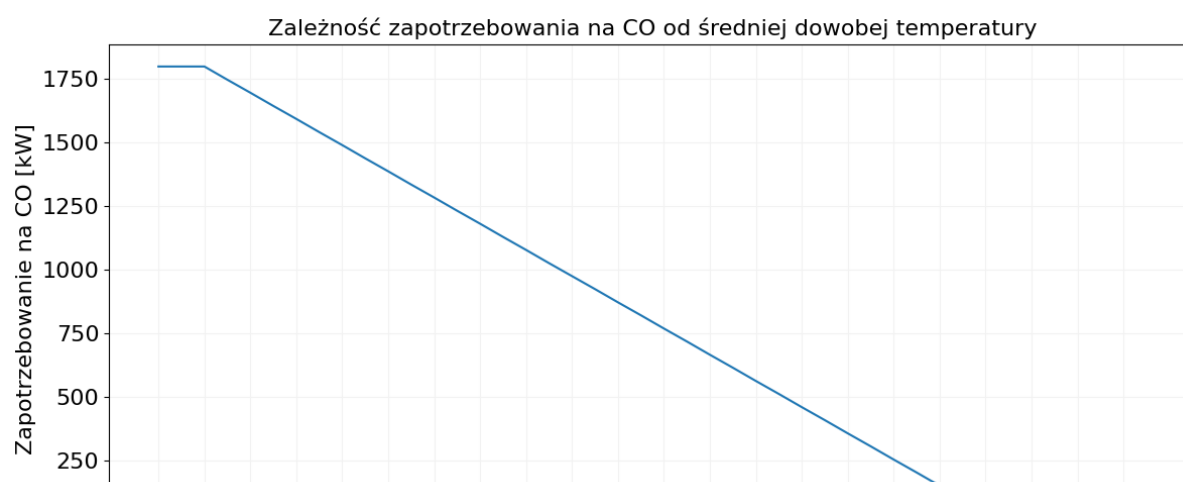
Zapotrzebowanie na CO oraz CWU wyznaczone zostało na podstawie rzeczywistych danych z ciepłowni w Lidzbarku Warmińskim. Dostępne dane obejmowały godzinowe wartości mocy, przepływów i temperatur w węźle grupowym oraz miesięczne zestawienie ciepła odebranego w węzłach indywidualnych. Dane pochodziły z lat 2018 – 2023.

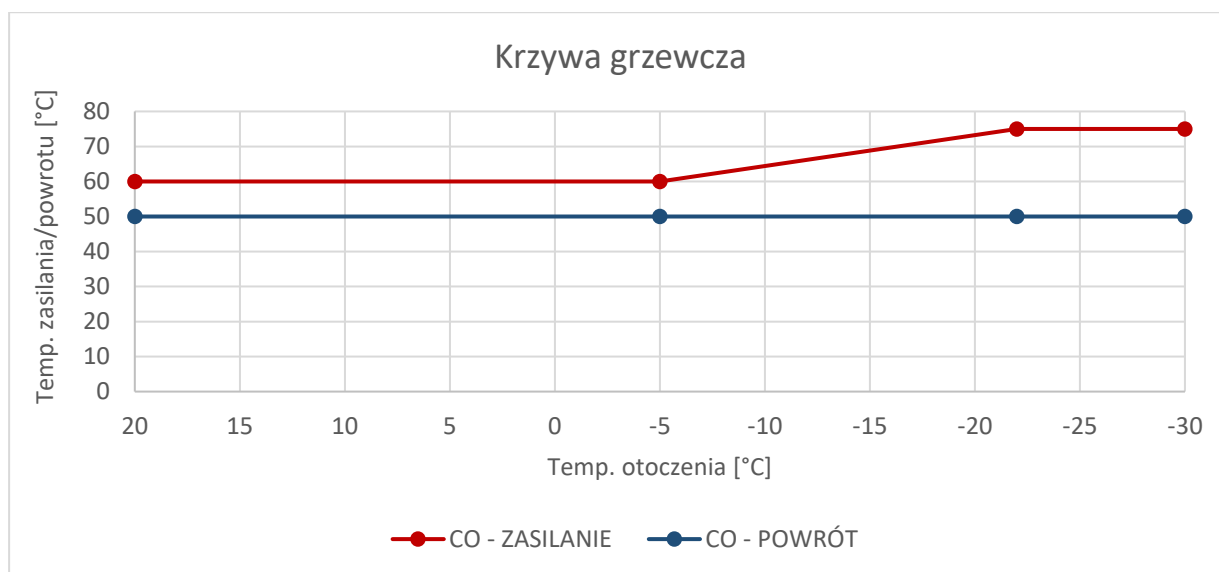
Profil zapotrzebowania na CWU wyznaczono za pomocą godzinowych danych z węzła grupowego. Analizowano okres poza sezonem grzewczym – wtedy sieć ciepłownicza pracuje tylko na pokrycie zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową. Dane pochodzące z tych samych godzin zestawiono ze sobą. Dla każdej z godzin wybrano medianę mocy dostarczanej do sieci. Na tej podstawie powstał profil dobowy profil zapotrzebowania na CWU.



Rysunek 22. Dobowy profil zapotrzebowania na CWU

Zapotrzebowanie sieci ciepłowniczej na CO wyznaczono na podstawie mocy zamówionej budynków podłączonych do sieci, tabeli regulacyjnej (krzywej grzewczej) oraz temperatury zewnętrznej. Dla - 22 °C zapotrzebowanie sieci na cele CO jest maksymalne i wynosi 1800 kW, spada liniowo do 50 kW dla temperatury 12 °C.





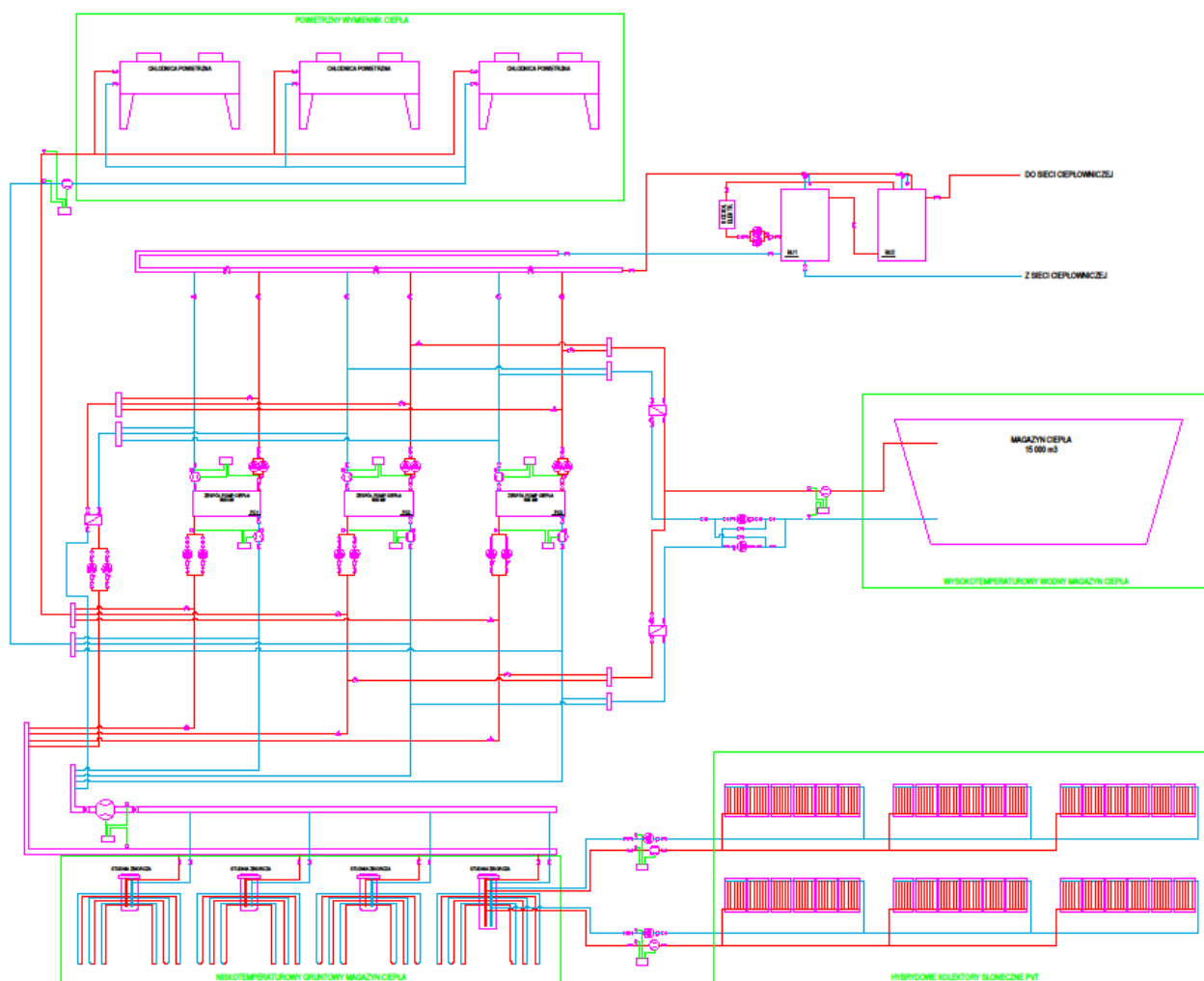
Rysunek 24. Wykres krzywej grzewczej w Ciepłowni Przyszłości

Na podstawie zapotrzebowania na CO i CWU można określić roczne zapotrzebowanie budynków w przeliczeniu jednostkę 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,
- instalacja PV - zamodelowana przy użyciu komponentu Type190c,
- powietrzny wymiennik ciepła - zamodelowany przy użyciu komponentu Type928,
- niskotemperaturowy gruntowy magazyn ciepła - zamodelowany przy użyciu komponentu Type548b,
- 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 11.



Rysunek 25. 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 bufora 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 5. 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. Czynniki decydującymi o wyborze liczby pracujących zespołów pomp ciepła i trybach ich pracy są:

- zapotrzebowanie na ciepło,
- 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 bufora 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 5-10°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.

9.2. 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.

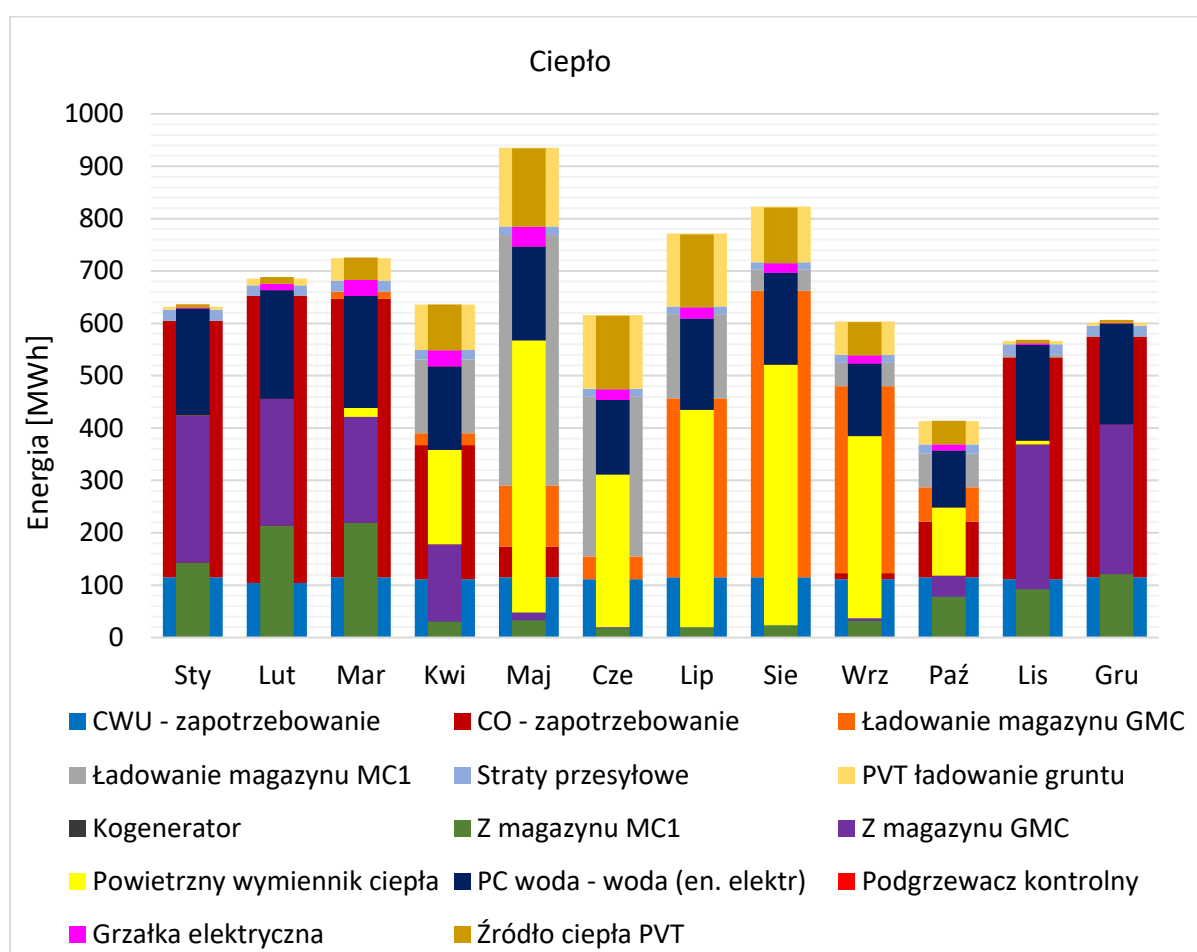
Tabela 6. Źródła pozyskania parametrów analizy

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 bufora – 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

9.3. Bilans energetyczny Demonstratora Technologii

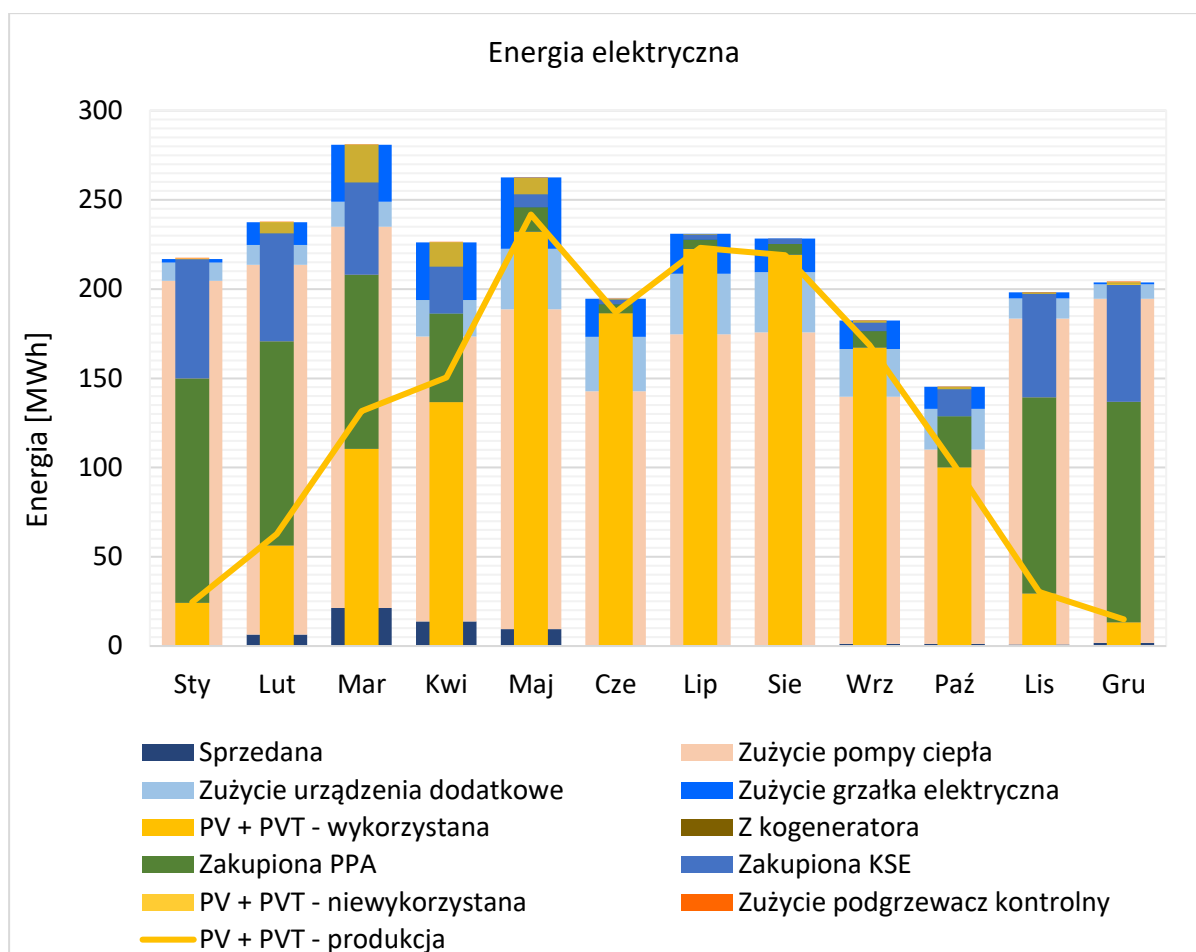
W rozdziale tym przedstawiono bilanse energetyczne dla Demonstratora Technologii, także w podziale na poszczególne komponenty: instalacje PV i PVT, niskotemperaturowy magazyn gruntowy, wysokotemperaturowy magazyn wodny oraz bufor sieci ciepłowniczej; a także bilans energii elektrycznej używanej do zasilenia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

Podsumowanie bilansu ciepła przedstawiono, zgodnie z wytycznymi NCBR, na rysunku 62.



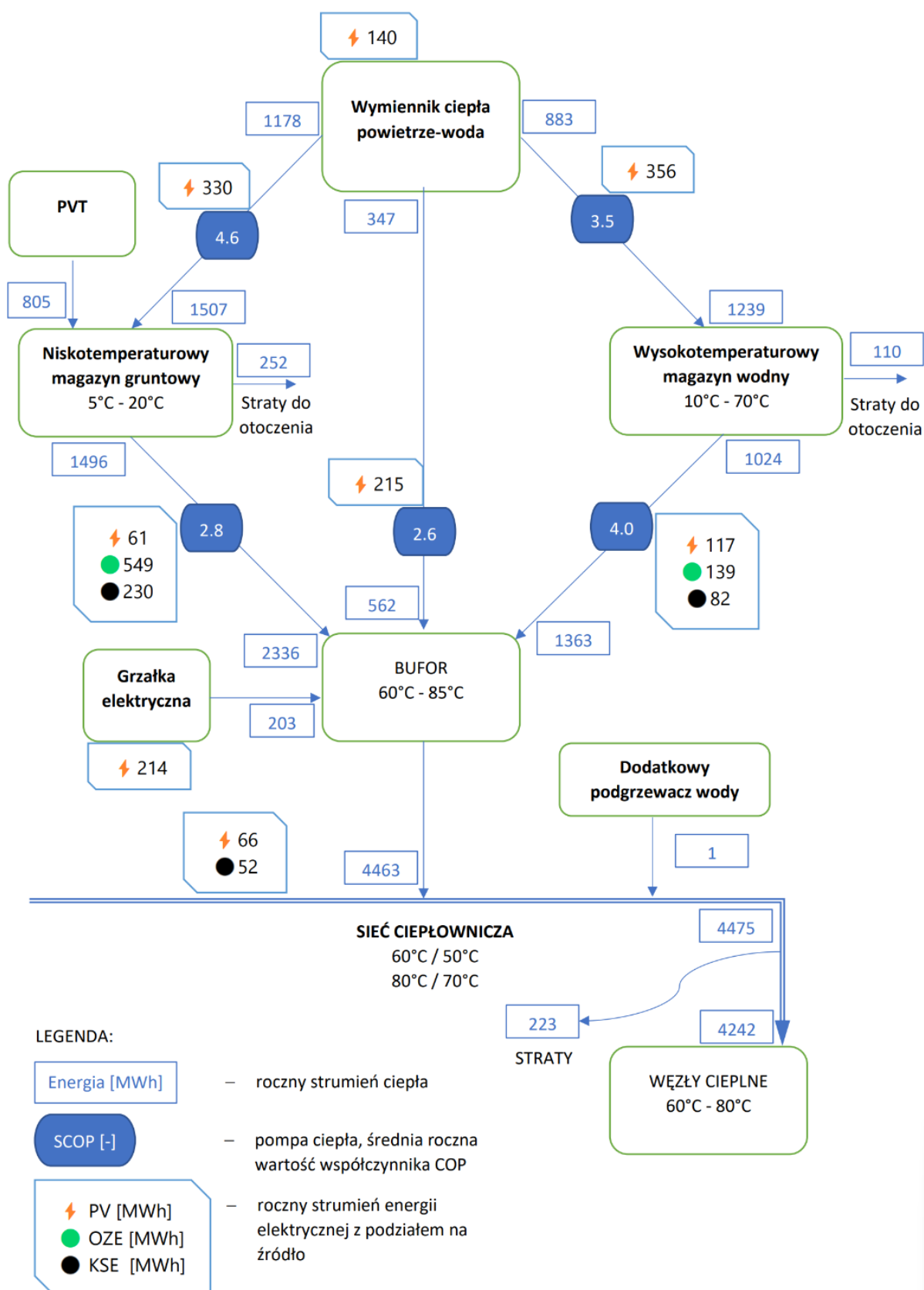
Rysunek 26. Miesięczne bilanse ciepła dla Demonstratora Technologii., według wytycznych NCBR

Podsumowanie bilansu energii elektrycznej z kolei przedstawiono na rysunku 63.

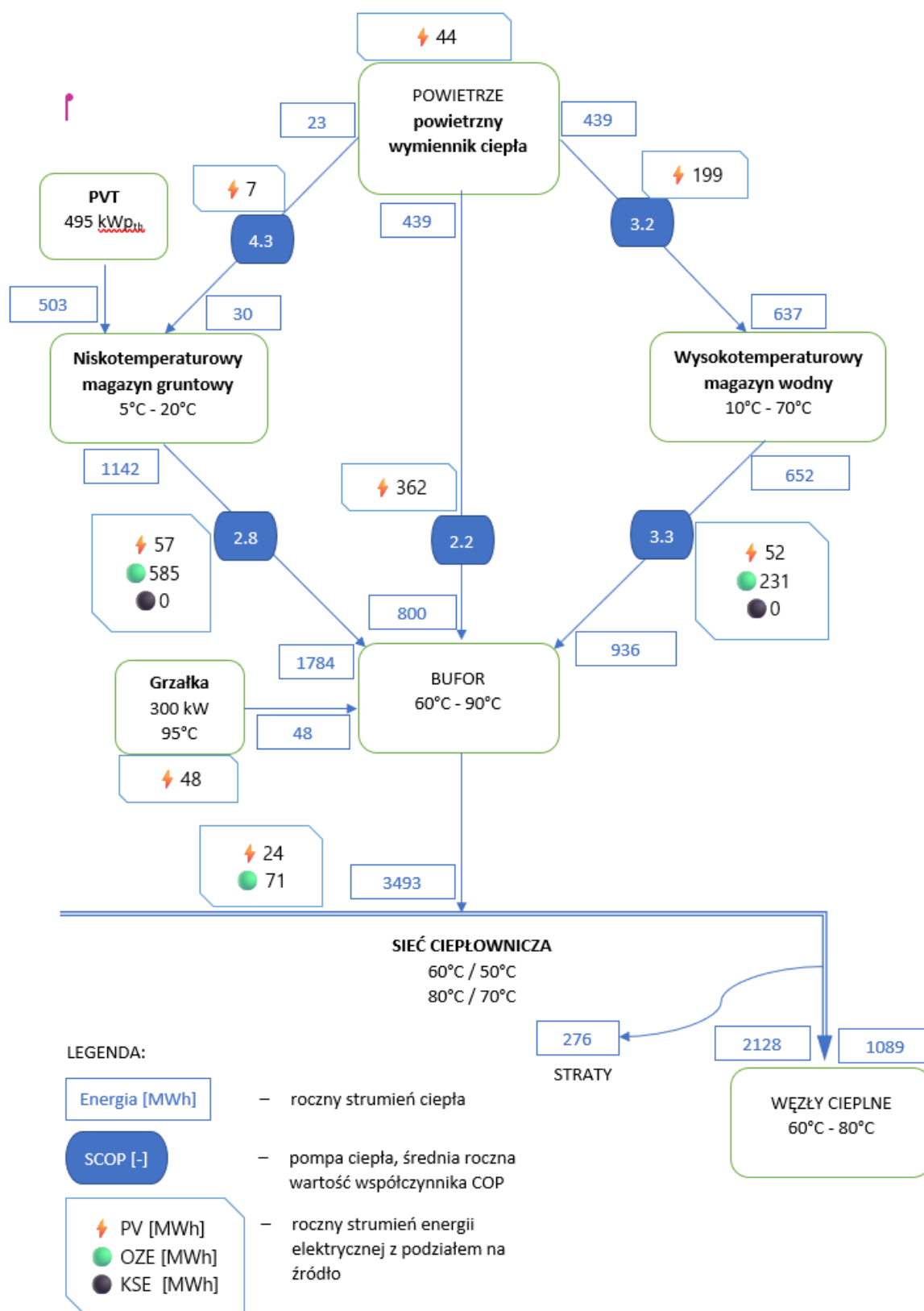


Rysunek 27. Miesięczne bilanse energii elektrycznej dla Demonstratora Technologii, według wytycznych NCBR

Pełen schemat przepływu strumieni energii w układzie przedstawiono na rysunku 14.



Rysunek 28. Strumienie energii pomiędzy poszczególnymi komponentami Demonstratora



Rysunek 29. Rzeczywiste przepływy energii w Instalacji Ciepłownia Przyszłości w okresie maj 2024- kwiecień 2025.

9.4. 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,

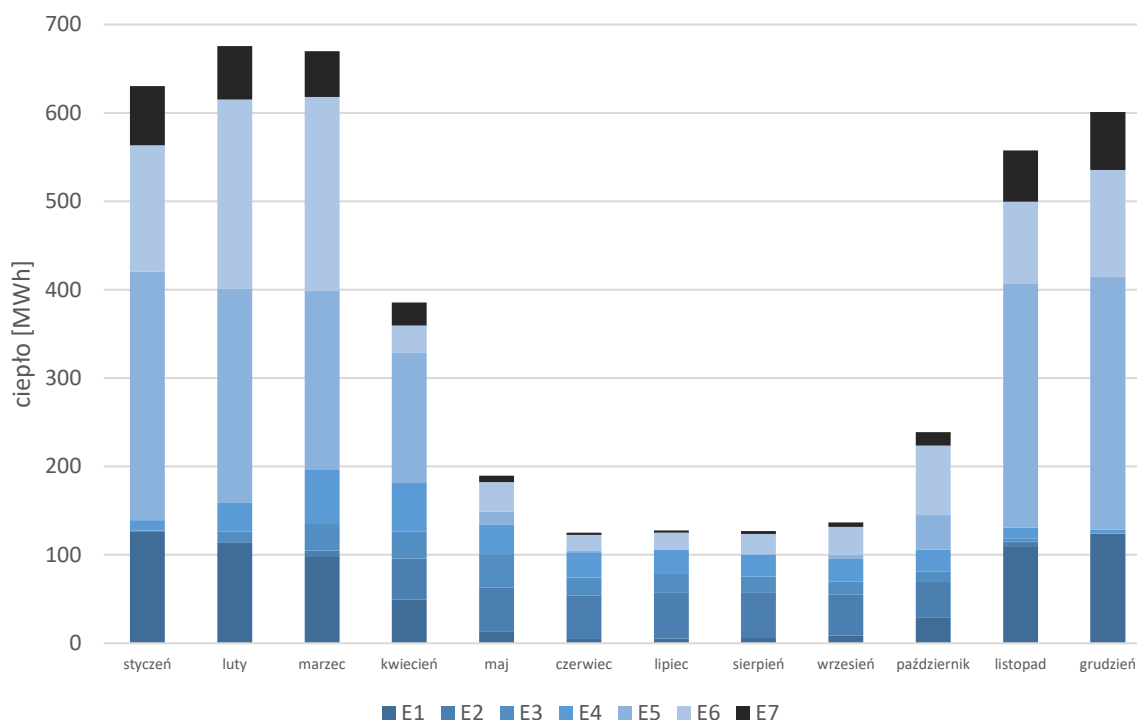
E_4 – energia elektryczna wyprodukowana w instalacjach PV oraz PVT,

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

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

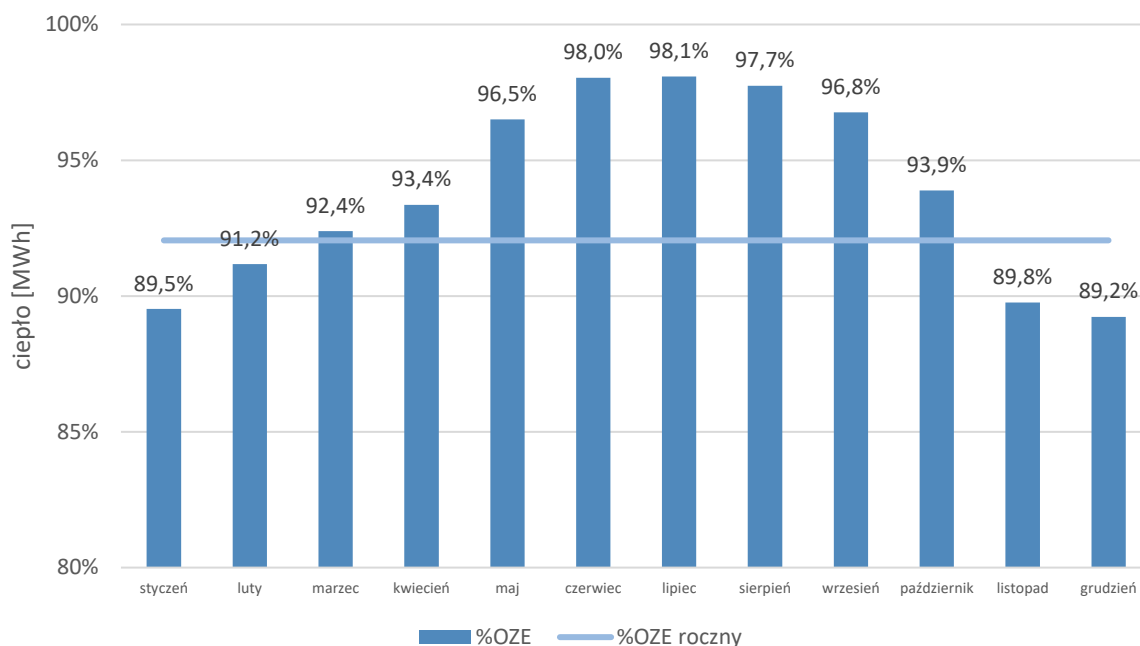
E_7 – energia elektryczna zakupiona z KSE.

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



Rysunek 30. Strumienie energii wykorzystywane do obliczenia udziału OZE w Demonstratorze

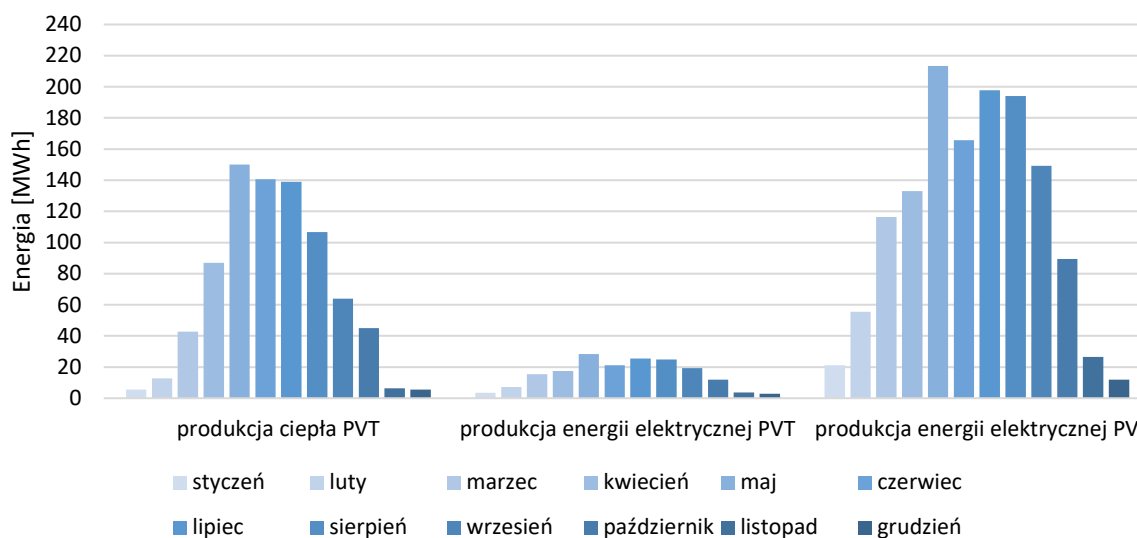
W Demonstratorze uzyskano udział energii odnawialnej w bilansie energetycznym systemu na poziomie 92,05 %. W ciągu pięciu miesięcy (od maja do września) udział OZE jest bardzo bliski poziomowi 100%.



Rysunek 31. Udział OZE w bilansie energetycznym Demonstratora

9.5. Obliczenia bilansu energetycznego

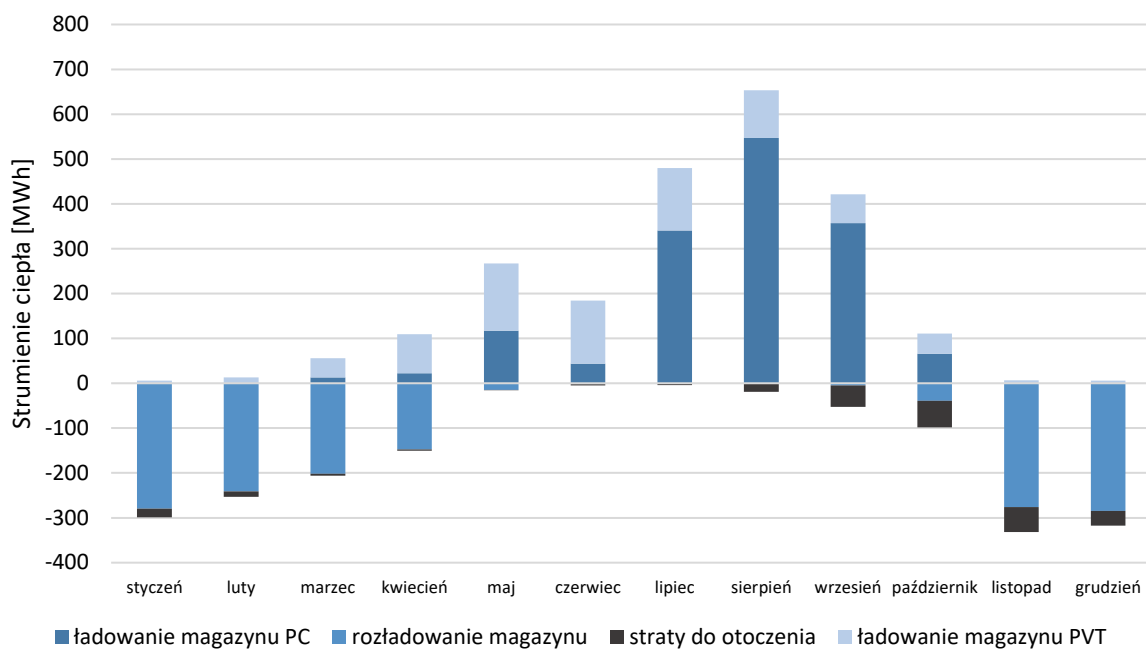
W rozdziale tym przedstawiono bilanse energetyczne poszczególnych komponentów Demonstratora: instalacji PV i PVT, niskotemperaturowego magazynu gruntowego, wysokotemperaturowego magazynu wodnego oraz buforu sieci ciepłowniczej; a także bilans energii elektrycznej używanej do zasilania pomp ciepła i pomp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



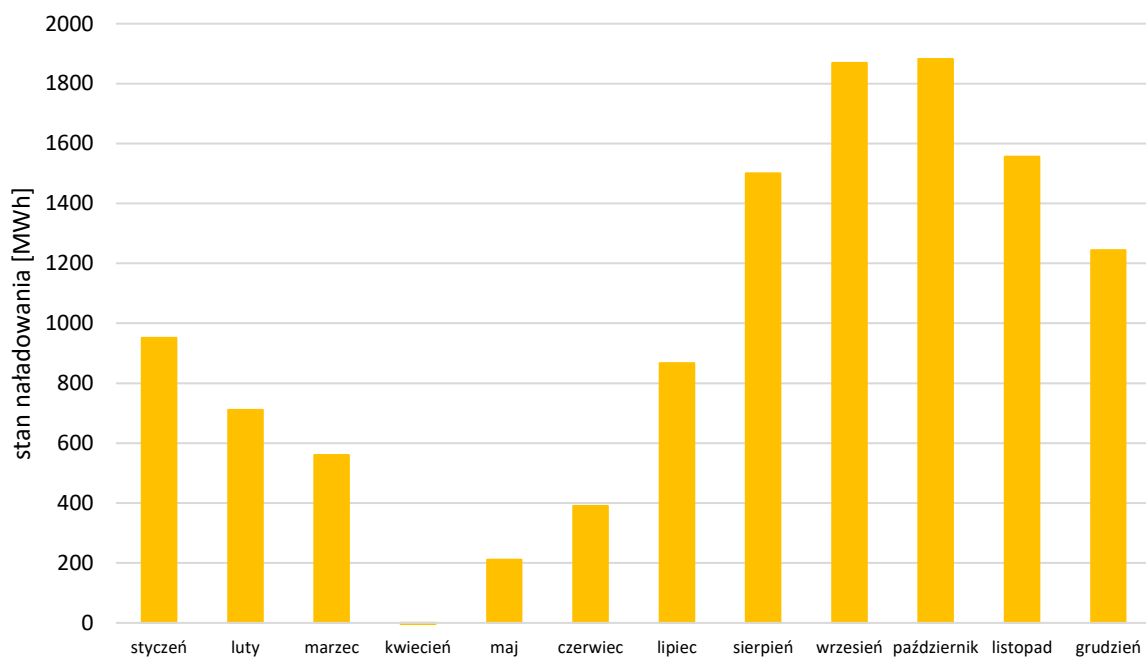
Rysunek 32. Produkcja energii w instalacji fotowoltaicznej i kolektorach hybrydowych PVT

Instalacja fotowoltaiczna pozwala na produkcję 1 374 MWh energii elektrycznej w skali roku, zaś ciepło i energia elektryczna wytworzone przez kolektory hybrydowe PVT wynoszą kolejno 805 MWh oraz 181 MWh. Miesięczny rozkład produkcji energii w instalacjach PV oraz PVT został przedstawiony na rysunku 17.

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 w październiku – wynosi on około 1 880 MWh. W październiku następuje także początek rozładowywania magazynu, zaś najwięcej ciepła odbierane jest od niego w grudniu.



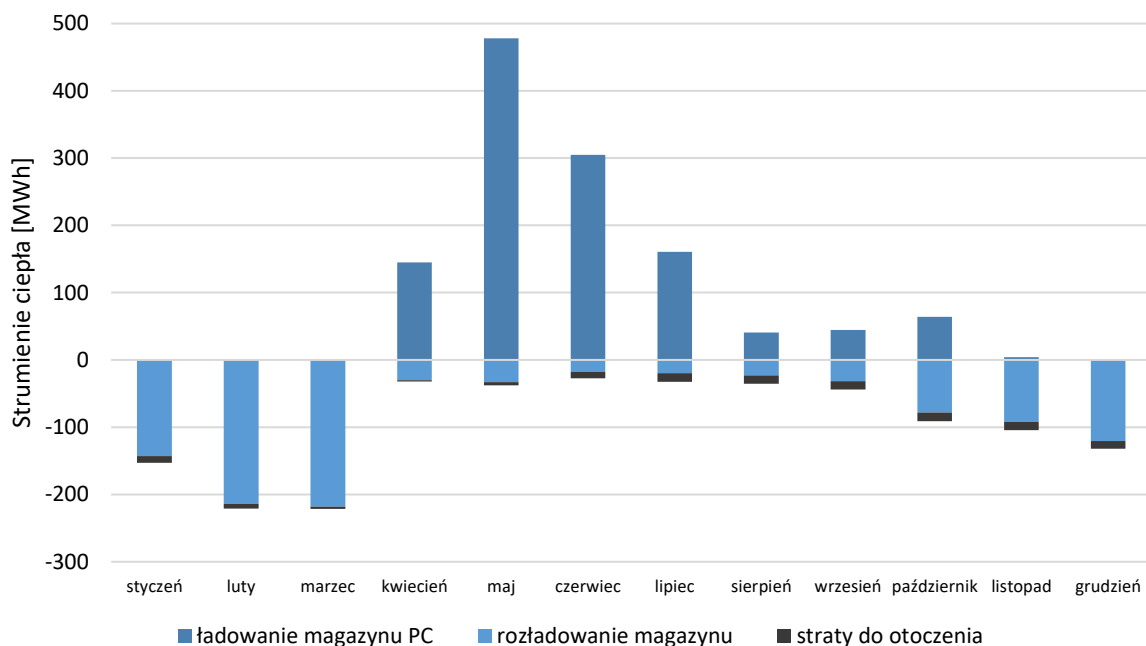
Rysunek 33. Bilans energetyczny niskotemperaturowego magazynu gruntowego



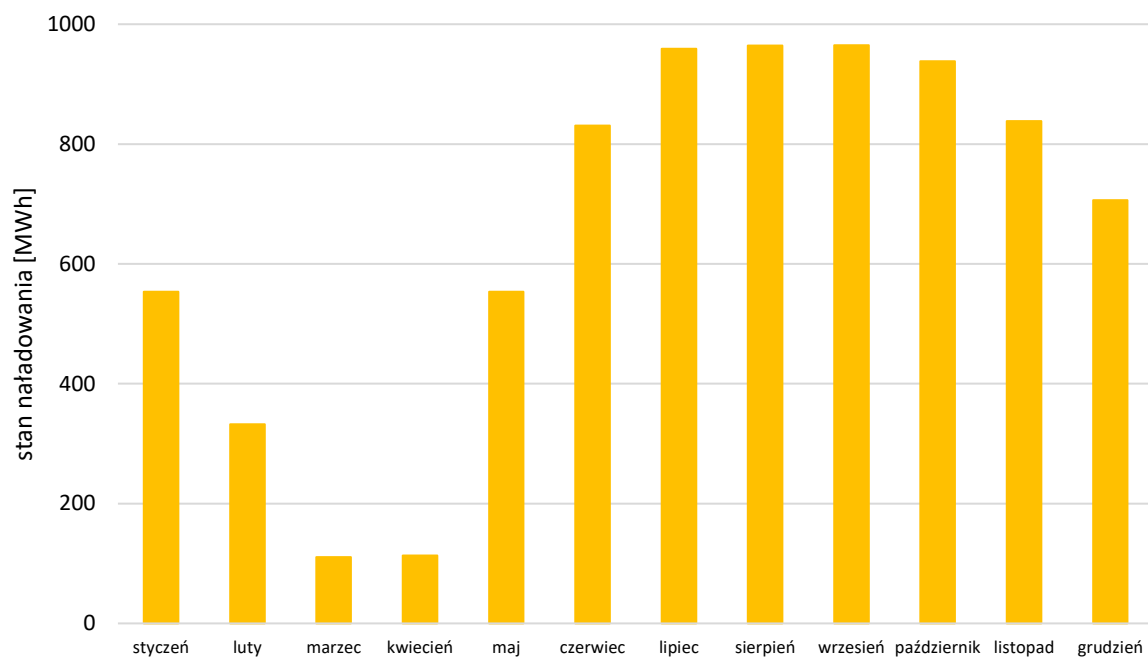
Rysunek 34. Stan naładowania niskotemperaturowego magazynu gruntowego

Charakterystyka eksploatacji wysokotemperaturowego magazynu wodnego wygląda podobnie. Wysokotemperaturowy magazyn wodny ładowany jest w okresie od kwietnia do początku sierpnia,

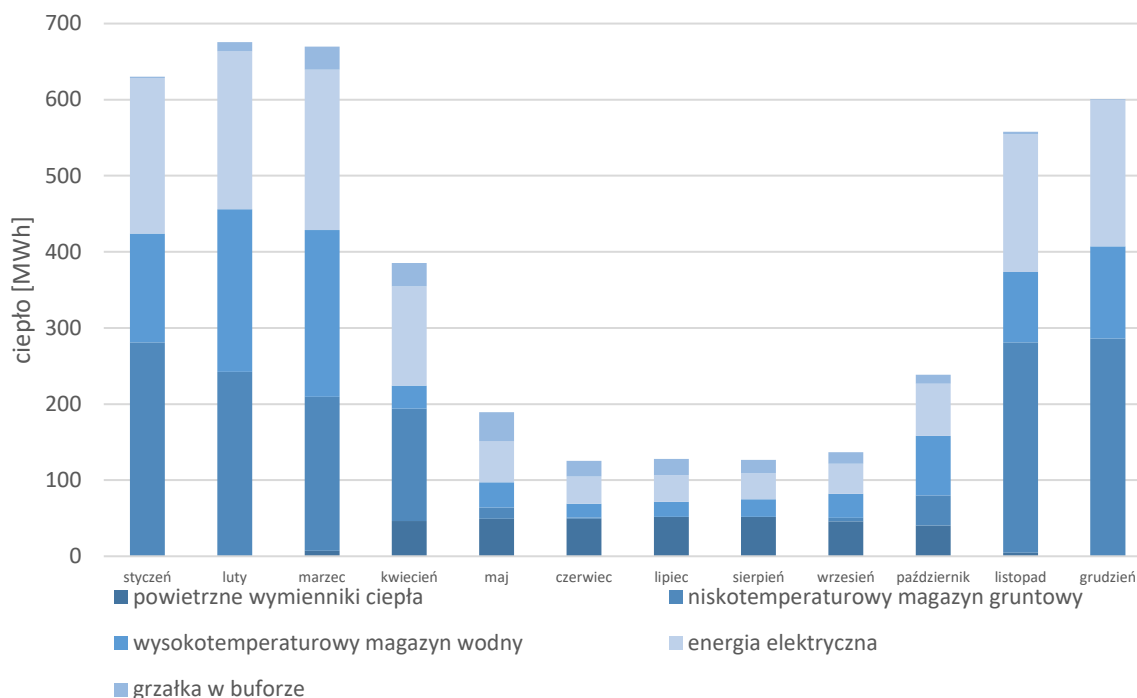
a stan pełnego naładowania (około 965 MWh) osiągany jest w lipcu. Najwięcej ciepła dostarczane jest w maju i czerwcu, a najwięcej ciepła jest odbierane w lutym. W skali całego roku do wysokotemperaturowego magazynu ciepła doprowadzane jest 1 243 MWh, a odbierane jest 1 024 MWh. Podobnie od magazynu gruntowego wodny magazyn ciepła nigdy nie jest w pełni rozładowywany – pod koniec marca jego stan naładowania wynosi 110 MWh.



Rysunek 35. Bilans energetyczny wysokotemperaturowego magazynu wodnego

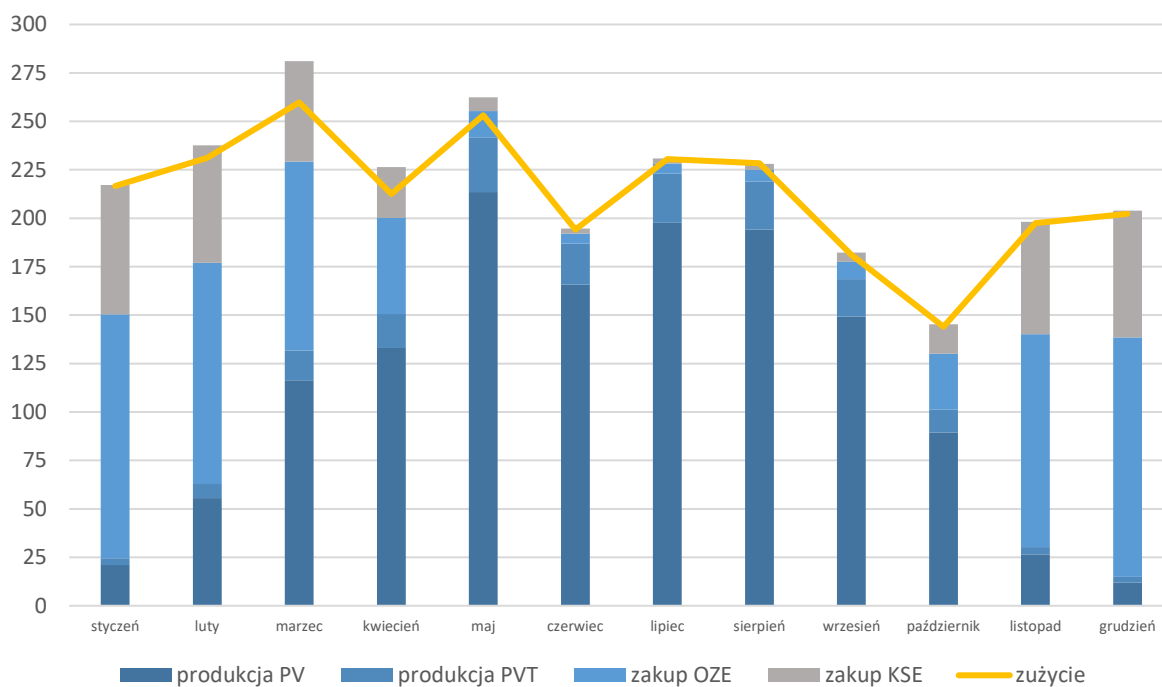


Rysunek 36. Stan naładowania wysokotemperaturowego magazynu wodnego



Rysunek 37. 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 energia ze świadectwem pochodzenia (OZE), dopiero potem energia z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Produkcja własna ciepłowni wynosi 1 555 MWh w skali roku, zaś zakup energii z certyfikatem pochodzenia OZE wynosi 688 MWh. Z kolei z KSE do układu wprowadzane jest rocznie 365 MWh energii elektrycznej.



Rysunek 38. Bilans energii elektrycznej

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

Tabela 7. Efektywna wartość SCOP dla pomp ciepła

Wartość SCOP	
styczeń	3,08
luty	3,20
marzec	3,05
kwiecień	3,24
maj	4,16
czerwiec	3,19
lipiec	3,50
sierpień	3,96
wrzesień	3,78
październik	3,28
listopad	3,06
grudzień	3,11
ROczna	3,36

9.6. 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 objęły przede wszystkim budowę maszynowni pomp ciepła o łącznej mocy 2,5 MW, montaż instalacji fotowoltaicznej i PVT o łącznej mocy niemal 1,5 MWp, budowę wysokotemperaturowego magazynu wodnego o objętości 15000 m³ oraz wykonanie niskotemperaturowego magazynu gruntowego zawierającego około 300 odwiertów o głębokości 99,9 metra. Dodatkowo zmodernizowana została część systemu dystrybucji ciepła.

W związku z dynamiczną zmianą sytuacji rynkowej budżet Przedsięwzięcia został zwiększony o 45%, do kwoty 48 599 521,50 brutto czyli 39 511 806,10 zł netto.

Wydatki operacyjne obejmą koszt podatków od nieruchomości - budowli – oraz 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 135 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 100 PLN/GJ.

Zwiększenie pierwotnego budżetu o 45%, do kwoty 39,5 mln PLN netto, nadal przy założeniu ceny 308,7 PLN/MWh (04.2021), prowadzi do wzrostu LCOH do wartości 204 PLN/GJ.

9.7. Analiza wrażliwości parametrycznej na udział OZE

W warunkach bazowych Demonstrator uzyskuje 92% udziału OZE w bilansie energetycznym, a $LCOH_{OPEX}$ (który pomija koszty inwestycyjne w zerowym roku projektu) kształtuje się na poziomie 54,21s zł/GJ.

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 82% i wzrost $LCOH_{OPEX}$ do poziomu 65,91 zł/GJ. Z kolei obniżenie o 10°C wiąże się ze wzrostem udziału OZE do 97% i spadkiem $LCOH_{OPEX}$ do 47,25 zł/GJ. 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 94%, jednocześnie nie wpływając istotnie na $LCOH_{OPEX}$ (58,07 zł/GJ).

Zmiana któregokolwiek z przedstawionych parametrów nie powoduje spadku udziału OZE poniżej 82%. Parametry te nie mają również diametralnego wpływu na $LCOH_{OPEX}$, które w zdecydowanej większości symulacji wynosi 53-56 zł/GJ. Zmiana któregokolwiek z przedstawionych parametrów nie powoduje spadku udziału OZE poniżej 82%.

Tabela 8. Wpływ parametrów Demonstratora na wielkość udziału OZE na podstawie symulacji BAZOWEJ

Parametr	Zmiana parametru	Udział OZE	$LCOH_{OPEX}$ [PLN/GJ]
Temp. zasilania i powrotu sieci ciepłowniczej (obie temp. jednocześnie)	Bazowa -10K	97%	47,25
	Bazowa -5K	95%	50,43
	Bazowa +5K	88%	58,71
	Bazowa +10K	82%	65,91
Roczne zapotrzebowanie na ciepło	Bazowa -20%	94%	58,07
	Bazowa +20%	89%	53,00
Promieniowanie słoneczne w ciągu roku	Bazowa -15%	91%	55,31
	Bazowa +15%	92%	53,24
Wydajność pompy ciepła	Bazowa -10%	89%	57,62
	Bazowa +10%	94%	51,40
	Bazowa -10%	91%	54,36

Powierzchnia kolektorów hybrydowych PVT	Bazowa +10%	92%	54,10
Powierzchnia paneli fotowoltaicznych	Bazowa -10%	91%	54,82
	Bazowa +10%	92%	53,73
Objętość magazynu ciepła	Bazowa -20%	91%	54,72
	Bazowa +20%	92%	54,08
Izolacyjność magazynu ciepła	Bazowa -50%	92%	54,00
	Bazowa +100%	92%	54,13
Izolacyjność sieci ciepłowniczej	Bazowa -25%	92%	54,31
	Bazowa +50%	91%	54,10
Wielkość wymiennika ciepła powietrze-woda	Bazowa -10%	92%	53,60
	Bazowa +10%	92%	53,56
Liczba odwiertów GMC	Bazowa -20%	91%	54,53
	Bazowa +20%	92%	54,04
Współczynnik transferu ciepła na wymiennikach	Bazowa -20%	91%	54,40
	Bazowa +20%	92%	54,08
Opór termiczny pomiędzy glikolem a gruntem w GMC	Bazowa -20%	92%	54,05
	Bazowa +20%	91%	54,37

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%. Jak pokazano w Tabeli 11 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.

10. 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 9. 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. Wpłynie 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.

10.1. 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/m². 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 $4\,000\text{ MJ/m}^2$, zostanie odsunięte o co najmniej 20 m od obszaru projektowanego. Wymaganie to nie dotyczy obiektów oddzielonych od siebie ścianą o odporności ogniowej REI 240, wysuniętą 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 powierzchnię 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 wyposażać 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 wkrętkiem 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.

FARMA:

Zgodnie z przeprowadzoną analizą powyższych aktów prawnych nie jest wymagane uzgodnienie przedmiotowej inwestycji w zakresie ochrony przeciwpożarowej.

11. Informacje dodatkowe

11.1. 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.

11.2. 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.

11.3. 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 nierozdzielnie 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.

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.

12. Dane Wykonawcy

12.1. Dane adresowe oraz rejestrowe

Euros Energy Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością z siedzibą w Koprkach, przy ul. Macieja Rataja 4F, 05-850 Koprki, wpisana do Rejestru Przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000363994, o numerze identyfikacji podatkowej 5242717218, REGON: 142488767 kapitał zakładowy w wysokości 618 700,00 złotych.

- Strona internetowa firmy: www.eurosenenergy.com
- Adres e-mail: info@eurosenenergy.com
- Strony internetowe inwestycji: www.cieplowniaprzyszlosci.pl | www.darmomodernizacja.pl

12.2. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej

Euros Energy to firma łącząca doświadczenie, wiedzę, kompetencje i innowacyjność. Od 15 lat dbamy o potrzeby naszych klientów i środowisko naturalne. Budujemy polską niezależność energetyczną. W czterech własnych laboratoriach tworzymy technologie oraz urządzenia dla branży OZE. Posiadamy jedno z najnowszych zapleczy naukowych i technologicznych w tej części Europy. Możemy poszczycić się 12 patentami i wdrożeniami. Jako dwukrotny laureat nagrody Lider Transformacji Energetycznej zapewniamy najwyższą jakość usług i produktów.

Mamy na swoim koncie ponad 3000 realizacji zakończonych sukcesem. Oszczędności, jakie wygenerowaliśmy dla kontrahentów, możemy liczyć w milionach złotych. Nasze urządzenia pracują w budynkach użyteczności publicznej, takich jak szkoły, muzea i kliniki. Zapewniają ciepło, chłód oraz energię elektryczną w wielu siedzibach firm, biurach, firmach produkcyjnych, a także specjalistycznych laboratoriach. Dzięki możliwościom technologicznym i współpracy z najlepszymi naukowcami, z wiodących polskich uczelni, byliśmy w stanie zmodernizować wiele zabytków wykorzystywanych do celów komercyjnych oraz sakralnych.

Wierzymy, że opłacalność rozwiązań energetycznych jest kluczem do sukcesu, dlatego oferujemy dostępne i dopasowane do indywidualnych potrzeb rozwiązania dla klientów prywatnych i biznesowych, spółdzielni mieszkaniowych oraz rolnictwa.

Pomagamy klientom na każdym etapie, od uzyskania finansowania, przez dobór i montaż urządzeń, po wykonanie niezbędnych zgłoszeń. Urządzenia Euros Energy to nowoczesny i elegancki design, który podnosi wartość każdej nieruchomości.

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.

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.;
 - 4.1. produkcji urządzeń wentylacyjnych i rekuperatorów w tym wdrożenie do produkcji innowacyjnych rekuperatorów z wymiennikiem miedzianym dla odbiorców indywidualnych (EUROS 300, 500, 700, 900) oraz przemysłowych central wentylacyjnych EUROS PRO.

Firma zrealizowała szereg projektów badawczo-rozwojowych, m.in.:

- 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);
- 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);
- 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).

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://eurosenergy.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:
 - 4.1. zainstalowania maszynowni pomp ciepła dla bloków mieszkalnych połączonych z głęboką termomodernizacją budynków;
 - 4.2. wymianę wszystkich grzejników na klimakonwektory;
 - 4.3. zastosowanie gruntowego magazynu energii co umożliwia dostarczanie mieszkańcom darmowego chłodu;

- 4.4. zasilenie maszynowni energią elektryczną z paneli fotowoltaicznych umieszczonych na dachu budynku;
- 4.5. osiągnięcie bilansowej samowystarczalności energetycznej budynku w obszarze ogrzewania, ciepłej wody użytkowej i chłodzenia;
- 4.6. odłączenie od sieci ciepłowniczej.

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

13. Informacje o Zespole Projektowym



Dr inż. Tomasz Walczak – Wiceprezes, CTO

Dr inż. Tomasz Walczak jest założycielem i wiceprezesem firmy Euros Energy Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością. 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:

- „Opracowanie technologii wytwarzania kompaktowych ogrzewaczy ciepłej wody użytkowej z pompą ciepła” realizowanym we współpracy z Politechniką Warszawską w ramach programu GEKON. Projekt został zakończony pozytywnie
- „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 wokół procesów pozyskiwania energii i zrównoważonego rozwoju. Zakres pracy dr Kamila Kwiatkowskiego obejmuje modelowanie numeryczne i optymalizację, 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 ciepła 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: 11, ponad 420 cytowań:
<https://www.scopus.com/authid/detail.uri?authorId=25723272100>
- Indeks Hirscha wg ResearchGate: 11, ponad 500 cytowań, ponad 27 000 przeczytań:
<https://www.researchgate.net/profile/Kamil-Kwiatkowski/stats>



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. Od 2022 realizuje doktorat wdrożeniowy we współpracy ze spółką

Euros Energy i Politechniką Warszawską. Tematyka badań prowadzonych przez niego badań jest ściśle związana z projektem Ciepłownia Przyszłości i obejmuje zagadnienia związane z optymalizacją sterowania układami wieloźródłowych pomp ciepła.

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.

Jakub Garbacik 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. Jego najnowsze badania związane są z badaniem współpracy systemu ciepłowniczego opartego o pompy ciepła i lokalne źródła OZE wraz z gazową kogeneracją. Wyniki prezentował na konferencjach:

- 9th International Conference on Smart Energy Systems, Copenhagen, Denmark, September 12-13, 2023, <https://smartenergysystems.eu/> Jakub Garbacik, Kamil Kwiatkowski, Heat pumps with thermal energy storage for district heating – standalone or integrated with fossil fuel heat plant
- 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

- 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.

14. 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

