

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

Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku OZE

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

Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE

Energetyka Solarna Ensol Sp. z o. o.

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

Spis treści

Streszczenie	4
1. Wstęp.....	4
1.1. Opis problemu badawczego	4
1.2. Opis opracowanej Technologii Ciepłowni Przeszłości.....	5
2. Lokalizacja Demonstratora Technologii	12
3. Projektowanie Technologii Ciepłowni Przyszłości.....	13
3.1. Wnioski dot. modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS ...	13
3.2. Wnioski dot. osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych.....	20
4. Analiza kosztów ciepła - LCOH.....	28
5. Uwarunkowania formalno-prawne dot. Technologii Ciepłowni Przyszłości.....	29
5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora	29
5.2. Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Ciepłowni Przyszłości	29
6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii	30
7. Skalowalność i replikowalność Technologii Ciepłowni Przyszłości	31
7.1. Skalowalność i Replikowalność.....	31
7.2. Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła...	33
8. Komponent Technologiczny - NIE DOTYCZY	35
9. Obliczenia	35
10. Bezpieczeństwo	38

11.	<i>Informacje dodatkowe</i>	39
12.	<i>Dane Wykonawcy</i>	39
12.1.	<i>dane adresowe oraz rejestrowe</i>	39
12.2.	<i>opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej.....</i>	39
12.3.	<i>opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej</i>	40
12.4.	<i>informacje o Zespole Projektowym</i>	41
13.	<i>Lista skrótów i definicji</i>	43
14.	<i>Bibliografia</i>	44
15.	<i>Załączniki</i>	45

Streszczenie

W wyniku przeprowadzonych prac badawczo-rozwojowych dotyczących przedsięwzięcia „Ciepłownia przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” Wykonawca opracował innowacyjną technologię modernizacji istniejących systemów ciepłowniczych do stanu umożliwiającego ekonomicznie uzasadnione zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ciepłe dostarczany konsumentom.

Opracowane rozwiązanie jest zgodne z założeniami gospodarki obiegu zamkniętego i umożliwia stabilne i efektywne procesowo oraz ekonomicznie redukowanie roli starych technologii wytwarzania i przesyłu ciepła, które cechuje emisyjność oraz wysokie straty energii w trakcie przesyłu.

Głównym celem przedsięwzięcia było opracowanie i demonstracja innowacyjnej technologii uniwersalnego systemu wytwarzania, magazynowania i dystrybucji energii do celów grzewczych.

Opracowana przez Wykonawcę technologia składa się z trzech głównych elementów:

1. Instalacja płaskich, termicznych, wielkogabarytowych kolektorów słonecznych;
2. Sezonowe, termiczne magazynowanie energii;
3. Kompresorowa pompa ciepła.

Rozwiązanie technologiczne wskazane przez Wykonawcę nie wskazuje na żadną uciążliwość zapachową czy negatywną ingerencję w środowisko naturalne w okresie eksploatacji. Żadne z ogniw całościowego systemu (kolektory słoneczne, pompy ciepła, magazyn ciepła) nie wydzielają oparów, substancji szkodliwych, czy zapachowych mających wpływ na otoczenie.

Wielką zaletą tej technologii jest jej replikowalność, którą potwierdza fakt, że energia słoneczna jest dostępna w każdym miejscu w Polsce i na świecie oraz według własnych preferencji można zastosować lokalnie najlepsze, najtańsze, łatwe do pozyskania inne źródło ciepła lub ciepło odpadowe. Zaletą i przewagą tej technologii nad innymi jest możliwość wyskalowania instalacji do każdego systemu ciepłowniczego. Nieważne, czy będzie to system ciepłowniczy dla 500 mieszkańców, czy dla 150 tysięcy mieszkańców. Instalacja różni się tylko i wyłącznie wielkością, natomiast cała konstrukcja, schemat technologiczny, komponenty są zawsze takie same i możliwe do zastosowania w każdym systemie ciepłowniczym w Polsce.

1. Wstęp

1.1. Opis problemu badawczego

Głównym problemem badawczym było przeprowadzenie szczegółowych wielokryterialnych analiz systemów (pod względem energetycznym, ekonomicznym oraz wpływu na środowisko) w funkcji

czasu, z wykorzystaniem oprogramowania TRNSYS wersja 18. Kluczowym zadaniem badawczym etapu badawczego było wykonanie symulacji dynamicznych zmian parametrów projektowanego systemu w okresie czasu tj. 12 miesięcy.

1.2. Opis opracowanej Technologii Ciepłowni Przyszłości

- **Nazwa opracowanej technologii:** „Ciepłownia przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE”
- **Koncepcja:** Wykonawca miał na celu przeprowadzenie prac badawczo-rozwojowych, w wyniku których została opracowana innowacyjna technologia modernizacji istniejących systemów
- ciepłowniczych w Polsce do stanu umożliwiającego ekonomicznie uzasadnione zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ciepłe dostarczany konsumentom.

Opracowane rozwiązanie zostało opracowane zgodnie z założeniami gospodarki obiegu zamkniętego oraz umożliwia stabilne i efektywne procesowo oraz ekonomicznie redukowanie roli starych technologii wytwarzania i przesyłu ciepła, które cechuje emisyjność oraz wysokie straty energii w trakcie przesyłu. Takie podejście skutkuje daleko idącymi implikacjami i spowoduje, że w ciągu kolejnych kilkudziesięciu lat wytwarzanie ciepła dla systemów ciepłowniczych w oparciu o spalanie węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego będzie zanikać na rzecz wykorzystania źródeł odnawialnych, takich jak np. wiatr, słońce czy biogaz.

Proponowany system ma pokrycie rocznego zapotrzebowania na ciepło systemu ciepłowniczego i składa się z trzech głównych elementów:

1. Instalacja płaskich, wielkogabarytowych termicznych kolektorów słonecznych;
2. Sezonowe magazynowanie termiczne;
3. Kompresorowa pompa ciepła.

Powstały w ramach przedsięwzięcia "Ciepłownia przyszłości" system charakteryzuje się efektywnością i powtarzalnością adaptacji przy szerokim wykorzystaniu energii odnawialnej. Znaczącym efektem przedsięwzięcia jest 81,1% udział OZE w produkcji ciepła w systemach zmodernizowanych z zastosowaniem nowo opracowanej technologii. Wykonawca, w swej koncepcji planowanej Technologii Ciepłowni Przyszłości, prezentuje innowacyjne rozwiązanie multisystemu energetycznego, czyli połączenia instalacji kolektorów słonecznych ładujących sezonowy magazyn ciepła z jednoczesnym zainstalowaniem pompy ciepła, która będzie wykorzystywana tylko w momentach kiedy temperatury uzyskiwane z instalacji wielkopowierzchniowych kolektorów słonecznych będą niższe niż potrzebne aktualnie w sieci ciepłowniczej.

Technologia przedstawiana przez Wykonawcę jest w pełni skalowalna i replikowalna, czyli możliwa do zastosowania w innych lokalizacjach na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej i ogólnie całego świata.

Technologia ta może zostać zaimplementowana we wszystkich przedsiębiorstwach energetyki ciepłowniczej bez wyjątku, z zabezpieczeniem odpowiedniej powierzchni na rozlokowanie całej instalacji i uwzględnieniem źródeł ciepła jakie posiada obecnie dana ciepłownia. Rozmiar wykorzystanej powierzchni i kubatury zależny jest od wielkości samego systemu ciepłowniczego i preferowanego udziału OZE.

Główne cechy rozwiązania Wykonawcy stanowiące o jego przewadze konkurencyjnej:

- ✓ **Eksploatacja całoroczna** - przewaga prezentowanego systemu nad innymi polega na tym, że kolektory słoneczne można eksploatować w ciągu całego roku - zarówno latem, kiedy temperatury zasilania magazynu, czy instalacji kolektorów są wyższe od temperatur sieci ciepłowniczej i jest możliwość używania kolektorów wprost do instalacji ciepłowniczej bez żadnego przekształcania tej temperatury (i tej energii), jak i w okresach kiedy temperatury sieci ciepłowniczej są wyższe niż w pracującej instalacji kolektorów słonecznych, wówczas wspomagającymi rozwiązaniami będą pompy ciepła i w skrajnym przypadku kocioł szczytowy. Rozwiązanie pozwoli na generowanie energii cieplnej przeznaczonej na pokrycie zapotrzebowania na ciepło w całym roku (centralne ogrzewanie + ciepła woda użytkowa);
- ✓ **Replikowalność i multisystemowość** - przewagą prezentowanej technologii jest to, że oprócz pompy ciepła można zastosować, zastępczo bądź dodatkowo, każde inne źródło ciepła, które jest lokalnie tańsze i dostępne, czyli magazyn sezonowy może być zasilany każdym rodzajem energii. Może to być np.: energia odpadowa lub pochodząca z biomasy, energia elektryczna z instalacji PV lub wiatrowa, kocioł elektryczny, elektrodowy wykorzystujący nadwyżki energii elektrycznej w produkcji energii pochodzącej z np. farm wiatrowych, energia cieplna wytworzona z zasobów hydrologicznych, pływów morskich czy rzek. W tej technologii zarówno jako źródło szczytowe, jak i źródła dodatkowej energii, można zastosować lokalnie dostępne źródła energii. Wynik prac B+R pozwolił na wytworzenie instalacji, która uwzględnia możliwość podłączenia różnych źródeł ciepła i zastępowanie ich przez inne dostępne. System ten charakteryzuje się zatem efektywnością i powtarzalnością adaptacji w różnych systemach ciepłownicznych, zaadoptowując zarazem lokalne możliwości wykorzystania energii odnawialnej dostępnej w każdym miejscu naszego kraju, bowiem opartej na promieniowaniu słonecznym, które jest ogólnodostępne.
- ✓ **Konkurencyjność kosztowa** - pożądaną korzyścią ze stosowanych technologii będzie umożliwienie zbudowania konkurencyjności kosztowo-cenowej dla tradycyjnych systemów ciepłownicznych, w których dziś spalane są paliwa kopalne, czasem z zastosowaniem współspalania biomasy. Konkurencyjność kosztowa wynika z niezmienności cen

pozyskiwania energii przez cały okres żywotności instalacji (ok. 20-25 lat) z tego systemu dlatego, że głównym elementem tego systemu są kolektory słoneczne o trwałości przewyższającej 20 lat i darmowy koszt paliwa dla tego typu instalacji (promieniowanie słoneczne) oraz brak ponoszenia opłat z tytułu emisji CO₂.

- ✓ **Stabilność pracy systemu** – technologia Wykonawcy będzie pozbawiona zdiagnozowanych słabości, będzie konkurencyjna cenowo (ponad 40 proc energii produkowanej z tej instalacji pochodzi z darmowej energii słonecznej), a także będzie charakteryzować się stabilnością pracy i odpornością na zmienne warunki pogodowe (zawsze bowiem w wyniku wielotygodniowego załamania pogody czy długotrwałych okresów z niższym nasłonecznieniem rolę wiodącą przejmie pompa ciepła), będzie uwzględniać sezonowość dobową i roczną, zarówno źródła jak i odbiornika (ze względu na obecność sezonowego magazynu ciepła, który pozwala zawsze przyjmować nadwyżki energii pochodzące zarówno z instalacji kolektorów słonecznych jak i pozwala pokryć zwiększone, chwilowe zapotrzebowanie sieci ciepłowniczej). Sezonowy magazyn ciepła będzie pełnić - oprócz swojej podstawowej funkcji magazynowania energii - także funkcję stabilizatora, zarówno dla sieci ciepłowniczej, instalacji kolektorów słonecznych jak i innego możliwego, dostępnego lokalnie źródła ciepła przyłączonego do magazynu.

Zastosowane urządzenia techniczne:

1. Kolektory słoneczne DIS150

Kolektor DIS150 z podwójnym oszkleniem – kolektor wielkopowierzchniowy, przeznaczony do instalacji magazynowania ciepła.

Kolektor słoneczny ENSOL DIS150 został zaprojektowany z myślą o instalacjach magazynowania ciepła. Wyróżniającymi parametrami względem standardowych kolektorów oprócz jego powierzchni jest znaczne ograniczenie strat ciepła z kolektora do otoczenia. Straty ciepła posiadają szczególną wagę podczas pracy kolektora w znacznych różnicach temperatur $T_m - T_a$, które w instalacjach do magazynowania ciepła występują przez znaczny okres czasu.

Ograniczenie strat ciepła przekłada się bezpośrednio na ograniczenie współczynników a_1 i a_2 kolektora, a otrzymano je poprzez:

- zastosowanie dwóch szyb solarnych;
- zwiększenie przestrzeni (izolującej pustki powietrznej) pomiędzy szybą solarną a absorberem;
- zwiększenie grubości izolacji spodniej kolektora;
- zwiększenie grubości izolacji bocznej kolektora.

Dodatkowo ramę kolektora zaprojektowano tak, by przejmowała częściowo rolę zestawu

montażowego co z jednej strony zapewnia wysoką wytrzymałość na warunki atmosferyczne, a z drugiej znacznie ułatwia i przyspiesza montaż kolektorów na gruncie.

Kolektor wielkopowierzchniowy DIS150 posiada certyfikat zgodności z normą DIN EN 12975-1:2011-01 i DIN EN ISO 9806:2018-04 wydany przez TÜV Rheinland Immissionsschutz und Energiesysteme GmbH oraz Solar Keymark.

Dane techniczne kolektora DIS150:

Parametr lub wynik obliczeń	Wartość lub miano	Jednostka
Rodzaj kolektorów	Flat	brak
Nominalna moc kolektora	11697,00	W
Sprawność optyczna (w odniesieniu do powierz. brutto)	0,77	-
Współczynnik temperaturowy wymiany ciepła (liniowy)	2,23	W/(m ² K)
Współczynnik temperaturowy wymiany ciepła (kwadratowy)	0,008	W/(m ² K ²)
Nachylenie kolektorów	30	°
Kąt azymutalny	0	°
Powierzchnia kolektorów	Ok. 7950	m ²
Sprawność roczna całej instalacji	0,395	-
Produkcja energii	3356	MWh/rok

2. Sezonowy magazyn ciepła - zbiornik magazynowy 3 sztuki:

W celu pokrycia asynchronii pomiędzy zapotrzebowaniem na ciepło a szczytową produkcją ciepła solarne, zakłada się wybudowanie magazynu energii słonecznej o charakterze sezonowym.

Najbardziej odpowiednim magazynem zbiornikowym jest zbiornik stalowy. Zbiornik ten składa się ze specjalnie prefabrykowanych giętych blach, które są skręcane na miejscu. Specjalny uszczelniacz służy do wodoszczelnego połączenia i można stosować go do 98°C.

Średnica wewnętrzna zbiornika stalowego wynosi 24 metrów, a wysokość cylindra wynosi 23 m. W rezultacie pojemność magazynowa wyniesie 10 000 m³ x 3 zbiorniki, izolacja min. 0,5 m wełny mineralnej po bokach zaś na dachu 1 m. Fundament zbrojony pod zbiornikiem o grubości ok 0.7-0,8 m. Zbiornik wykonany jest jako bezciśnieniowy. Konstrukcja pokryta zostanie pełnym dachem. Aby zminimalizować straty ciepła, na zewnątrz zbiornika nakłada się 200 mm wełny mineralnej pokrytej blachą trapezową. Wygląd konstrukcji jak poniżej na zdjęciu:



3. Pompa Ciepła

Ze względu na to, że część zmagazynowanego ciepła traci energię z powodu strat cieplnych magazynu, zostanie zainstalowana sprężarkowa pompa ciepła napędzana elektrycznie.

Pompa ciepła absorbuje ciepło z magazynu do czynnika chłodniczego. Ten czynnik chłodniczy jest następnie sprężany za pomocą sprężarki elektrycznej, zwiększając ciśnienie i – co ważniejsze – temperaturę czynnika chłodniczego. Czynnik chłodniczy jest następnie prowadzony przez wymiennik ciepła, gdzie dodatkowe ciepło jest przekazywane do sieci ciepłowniczej.

Następnie dochodzi do rozprężenia czynnika chłodniczego poprzez zawór rozprężny, obniżenie temperatury przed ponownym podgrzaniem przez obwód akumulacyjny. Nominalna moc grzewcza pomp ciepła wyniesie 1250 kW przy nominalnym zapotrzebowaniu elektrycznym 358 kW co oznacza nominalny COP nieco powyżej 3,49. Oczekiwane średnioroczne COP będzie tuż poniżej wartości (~3,5). Po stronie parownika pompa ciepła jest podłączona do magazynu energii, gdzie może nastąpić schłodzenie magazynu nawet do 20°C.

Dane pompy ciepła:

Parametr lub wynik obliczeń	Wartość lub miano / Value	Jednostka / Unit
-----------------------------	---------------------------	------------------

Zastosowanie sieciowe lub budynkowe	Network	Brak
Rodzaj pompy ciepła	Sprężarkowa pompa ciepła	Brak
Nominalna moc grzewcza	Ok.1250	kW
Nominalna moc elektryczna	Ok.358	kW
Nominalny COP	3,49	-
Energia termiczna wyprodukowana rocznie	3024	MWh/rok
Energia elektryczna pobrana rocznie	866	MWh/rok
Sezonowy COP	3,49	-

Wykorzystywane substraty i nośniki energii:

Kompleksowa instalacja składa się z kilku ogniw (magazyn ciepła, instalacje kolektorów słonecznych oraz pompa ciepła i ew. kocioł grzewczy w razie potrzeby) – ogniwa te składają się z dostępnych urządzeń, są możliwe do montażu przez różne wyspecjalizowane i wiodące firmy na rynku polskim, wystarczy zapoznanie się z wynikami badań i dostosowaniem urządzeń do wymagań całego systemu. Substraty i nośniki energii są więc dostępne powszechnie oraz lokalnie w całej Polsce. Nośnikiem energii jest woda (obieg wtórny) lub mieszanina wody i glikolu polipropylenowego (obieg pierwotny).

Przemiany energii następujące w systemie: sprawności procesów, zagospodarowanie ciepła odpadowego.

Przewaga tego systemu nad innymi polega na tym, że prezentowana technologia daje możliwość stosowania źródeł OZE jako stabilnych. Kolektory słoneczne można eksploatować w ciągu całego roku, zarówno latem - kiedy temperatury zasilania magazynu czy instalacji kolektorów są wyższe od temperatur sieci ciepłowniczej i jest możliwość używania ciepła z kolektorów wprost do instalacji ciepłowniczej bez żadnego przekształcania tej temperatury (i tej energii), jak i w okresach kiedy temperatury sieci ciepłowniczej są wyższe niż w pracującej instalacji kolektorów słonecznych. Wykorzystanie kolektorów w tym okresie jest możliwe poprzez sprzęgnięcie instalacji solarnej i sezonowego magazynu ciepła z pompą ciepła czyli przenoszenie niejako temperatury z magazynu o niższej wartości na wyższy poziom (przewaga względem systemów stosowanych w Europie gdzie nie użyto pomp ciepła. Systemy zawierające prostą instalacje kolektorów słonecznych można używać wyłącznie gdy temperatury są wyższe od aktualnych temperatur sieci ciepłowniczej). Poprzez zastosowanie pompy ciepła jest możliwa praca również w tych systemach w okresach wiosennych bądź jesiennych a nawet zimą.

Dla technologii opisywanego systemu charakterystyczne jest (co stanowi również bardzo dużą zaletę) to, że gdy pompa ciepła pracuje to siłą rzeczy wychładza magazyn ciepła i obniża nam się temperatura wody w magazynie. Czym ta temperatura będzie się bardziej obniżała w magazynie tym instalacja kolektorów słonecznych będzie szybciej startowała i pracowała efektywniej dlatego, że nawet jeśli temperatura w magazynie obniży się do temperatury 30 stopni Celsjusza to instalacja kolektorów słonecznych będzie pracować już w 35-36 stopniach Celsjusza czyli w okresach o mniejszym nasłonecznieniu lub w okresie jesienno-zimowym.

Tak działająca instalacja będzie pracowała z wyższą wydajnością (średnioroczna sprawność instalacji solarnej w naszym projekcie wynosi nawet do 40%) i mniejszymi stratami cieplnymi poprzez niższą różnicę temperatur z otoczeniem. Temperatura wody w magazynie w tych okresach (wiosennych, jesiennych) też jest niższa zatem straty do otoczenia samego magazynu też będą niższe i to wykazujemy w bilansie, bowiem straty ciepła własne magazynu są tylko na poziomie około 9%.

Poza tym charakterystyczny jest również to, że instalacja kolektorów słonecznych będzie w zasadzie dziennie dostarczała energię do magazynu, tym samym na bieżąco będzie pokrywała straty ciepła samego magazynu. Jest to bez wątpienia innowacyjne podejście przy wykorzystaniu kolektorów słonecznych w jakichkolwiek systemach, nie tylko ciepłowniczych.

Istotne parametry i ograniczenia – oczekiwany, faktyczny i teoretycznie możliwy do uzyskania udział OZE przy wykorzystaniu Technologii, warunki które musi spełniać lokalizacja, itp.

W Polsce wykorzystanie ciepła z instalacji kolektorów słonecznych oraz innych energii odnawialnych stanowiło do tej pory bardzo wąski, w praktyce niezauważalny margines w przypadku sieci ciepłowniczych. Istotnym powodem było przy tym to, że w przypadku operatorów sieci ciepłowniczych do tej pory bardziej ekonomicznym rozwiązaniem było eksploatowanie instalacji opartych na kogeneracji, także w celu i sztuczne maksymalizowanie liczby godzin pełnego wykorzystania w roku, poprzez odpowiednie ustawianie całości eksploatacji. W związku ze spadającymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej dla operatorów eksploatacja instalacji opartych na kogeneracji jest coraz mniej opłacalna, szczególnie w okresie letnim, gdy znacznie spada zapotrzebowanie na ciepło. W tej sytuacji dla sieci c.o. atrakcyjnym może być generowanie ciepła w instalacjach kolektorów słonecznych o dużych powierzchniach. Słoneczne systemy ciepłownicze, czyli wielkopowierzchniowe systemy kolektorów słonecznych (wielkość powyżej 500 m²), połączone z sezonowymi magazynami ciepła (wielkości od kilku tysięcy do kilkudziesięciu tysięcy metrów sześciennych) są nowoczesnym uzupełnieniem dla obecnych rozwiązań dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. Dodatkowo, systemy tego typu mogą współpracować z innymi urządzeniami OZE, np. z pompami ciepła, czy też technologią

Power to Heat. Pierwsze takie instalacje powstały w Europie w latach osiemdziesiątych. Obecnie najwięcej funkcjonuje w Danii, Szwecji, Niemczech i Austrii. W Polsce brakuje jeszcze systemów ciepłowniczych wykorzystujących energię słoneczną (ogólnie OZE) w ponad 80%. Docelowo Technologia Wykonawcy pozwala uzyskać co najmniej 81,1% udziału OZE w systemie ciepłowniczym.

Prezentowana Instalacja jest bezobsługowa, wymaga tylko regularnych przeglądów serwisowych co ok 2 lata. Ograniczeniem systemu, który będzie replikowalny w innej lokalizacji (jako udostępnienie wyników prac innej Ciepłowni w Polsce) należy wskazać ryzyko związane z koniecznością posiadania i wykorzystania stosunkowo dużych terenów np. łąk czy terenów pozakładowych, aby móc zainstalować na nich kolektory słoneczne. W przypadku niektórych ciepłowni może to być problemowe, dlatego technologia uwzględnia zamienne źródła ciepła. Wówczas teren kolektorów można byłoby zmniejszyć do wymaganego minimum i na jego miejsce zainstalować inne źródło ciepła np. pompy, czy kotły na biomasę.

Zmiany organizacyjne i wpływ na zatrudnienie spowodowane zastosowaniem Technologii:
Prezentowana technologia nie wymaga zastosowania szczególnych zmian organizacyjnych. Do jej zastosowania wystarczy wiedza specjalistów dostarczających dane podzespoły Demonstratora Technologii. Pracownicy ciepłowni powinni przejść szkolenia z zakresu obsługi nowoczesnego systemu. Technologia nie wpływa negatywnie na zatrudnienie, możliwe jest utrzymanie dotychczasowych pracowników, wystarczy ich przeszkolenie z zakresu nowej technologii.

2. Lokalizacja Demonstratora Technologii

System Demonstracyjny jest w posiadaniu Veolia Zachód Sp. z o. o. i jest zlokalizowany na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (w rozumieniu odbiorców ciepła), w miejscowości o liczbie mieszkańców nie mniejszej niż 8 tys. i nie większej niż 100 tys. osób (wg GUS "Rocznik Demograficzny 2020").

Lokalizacja Demonstratora: ul. 1 Maja 40h, 67-120 Kozuchów (Źródło: GUS, 31. XII. 2020). Gmina Kozuchów ma 15 901 mieszkańców.

System Demonstracyjny służy do pokrycia zapotrzebowania na ciepło w całym roku kalendarzowym na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej.

Obecnie w Systemie Demonstracyjnym 100% energii cieplnej (liczonej średnio dla jednego roku kalendarzowego) pochodzi ze spalania paliw kopalnych lub współspalania biomasy z paliwami kopalnymi. W wyniku realizacji Inwestycji zostanie osiągnięty udział OZE co najmniej 81,1%.

Przedsiębiorstwo Veolia Zachód Sp. z o.o. z siedzibą pod adresem 53-533 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 28/30 posiada koncesję na wytwarzanie ciepła w kotłowni w Kozuchowie przy ul. 1 Maja 40H o mocy 5,4 MW w dwóch kotłach wodnych opalanych miałem węglowym. Koncesja o numerze WCC/742/11/W/3/99/ZI na wytwarzanie ciepła, między innymi w kotłowni w Kozuchowie przy ul. 1 Maja 40H, została wydana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją z dnia 30 stycznia 2020 r. Zgodnie z w/w koncesją, wytwarzanie ciepła na dotychczasowych warunkach (kotły wodne opalane miałem węglowym) będzie możliwe do 31 grudnia 2025 r.

Tereny, na których zaplanowano posadowienie Demonstratora są terenami o charakterze przemysłowym. Jedną z działek, której wieczystym użytkownikiem jest Veolia Zachód Sp. z o.o. jest zabudowana obiektami kotłowni. W kotłowni pracują dwa kotły wodne o nominalnej mocy 5,4 MW opalane miałem węglowym. Oprócz budynku kotłowni, na działce zabudowane są komin z układem kanałów spalin i plac węglowy z układem przenośników węgla do systemu nawęglania kotłów.

Do systemu grzewczego kotłowni przyłączonych jest 26 budynków o łącznej powierzchni ogrzewanej 24 416 m². Zapotrzebowanie na moc grzewczą podłączonych budynków wynosi 1976 kW. Całkowita wymagana moc grzewcza z uwzględnieniem strat ciepła na przesyle wynosi 2140 kW. Roczne zapotrzebowanie na ciepło podłączonych do sieci budynków wynosi 4486 MWh.

Powierzchnia Użytkowa Lokali ogrzewanych ciepłem z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii wynosi 24 416 m² to suma powierzchni ogrzewanych: lokali w budynkach wielorodzinnych, lokali w domach jednorodzinnych i lokali użytkowych u odbiorcy przemysłowego.

Powierzchnia Użytkowa Lokali, do których dostarczana jest ciepła woda użytkowa ogrzewana ciepłem z systemu ciepłowniczego Demonstratora Technologii wynosi: 19 907 m² (Źródło danych: Użytkownik Veolia Zachód na podstawie danych SM „Odrodzenie” i Odbiorcy Przemysłowego)

3. Projektowanie Technologii Ciepłowni Przyszłości

3.1. Wnioski dot. modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS

Wykonawca zrealizował prace badawcze z wykorzystaniem oprogramowania TRN SYS, uwzględniając wymagania Narodowego Centrum Badań i Rozwoju przedstawione w Załączniku nr 6 „Parametry statyczne modelowania numerycznego”.

System został skonfigurowany w TRNSYS zgodnie z poniższym rysunkiem. Istnieją 4 główne pętle (które są wyjaśnione poniżej):

1. Pętla słoneczna
2. Pętla magazynowania
3. Pętla z pompą ciepła
4. Pętla CWU

W pętli solarnej zastosowano mieszanę glikolową, więc ciepło właściwe płynu c_p jest ustawione na 3,77 kJ/kgK, a gęstość płynu na 1060 kg/m³. Wszystkie pozostałe pętle pracują z wodą o cieple właściwym 4,19 kJ/kgK i gęstości 992 kg/m³.

Konfiguracja systemu w TRNSYS

Solar Loop – pętla słoneczna:

Typ99 wczytuje plik pogodowy i przekazuje dane o promieniowaniu do Typu 30, który oblicza zacienienie wewnętrzne rzędów kolektorów. Odległość między rzędami i wysokość kolektora została dobrana tak, aby zmniejszyć zacienienie wewnętrzne i utrzymać się w podanym obszarze. Nadal około 11% całkowitego promieniowania globalnego jest tracone z powodu zacienienia wewnętrznego.

Równania w Sc_Par definiują

wszystkie istotne parametry dla pola kolektorów słonecznych. Regulowany jest tam również przepływ masowy dla pompy T110_PuSCSrc:

Od 18.4. do 1.10. instalacja pracuje na niskim przepływie, aby podnieść temperaturę w zasobniku i podać jak najwięcej bezpośrednio do sieci. W pozostałych okresach, gdy pompa ciepła dostarcza większość energii, instalacja pracuje na wysokim przepływie, aby wykorzystać wydajność kolektorów przy niskich temperaturach kolektorów.

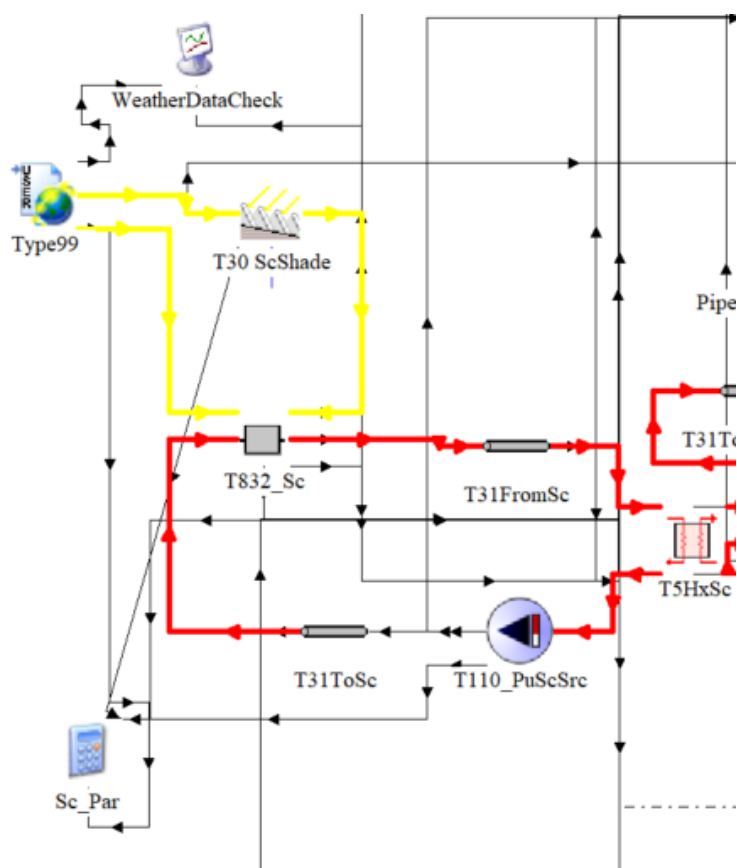
Wysoki przepływ = $30 \text{ kg/m}^2\text{h}$

Niski przepływ = $10 \text{ kg/m}^2\text{h}$

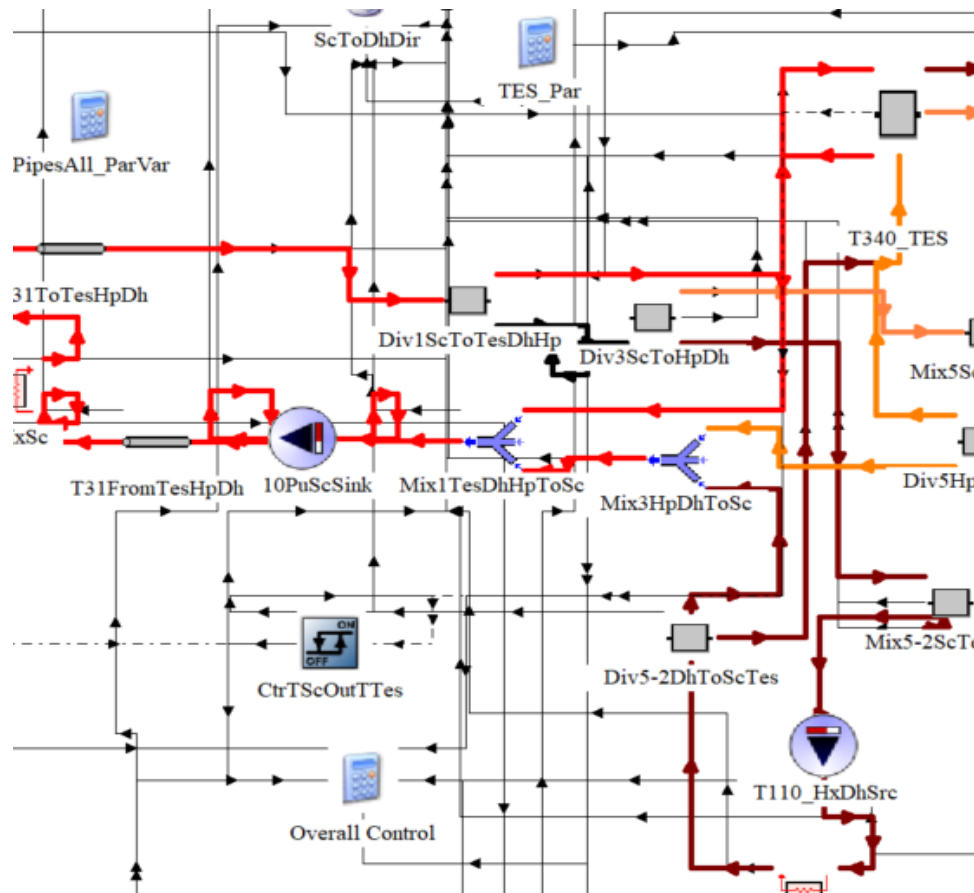
Pompa obiegowa instalacji solarnej włącza się, gdy temperatura na wyjściu z kolektora jest wyższa niż temperatura zasobnika na wlocie do zasobnika lub gdy moc solarna jest wyższa niż moc obciążenia DH i wyższa niż temperatura zasilania DH.

Rury w pętli solarnej mają długość 200 metrów i średnicę wewnętrzną 0,1593 metra.

Wszystkie ustawienia parametrów można pobrać z "2022-01-11_Ciepłownia-Wytyczne-Załącznik A_v4.5_wersja_finalna"



Storage loop – pętla magazynowa:



W pętli tej odbywa się ładowanie zasobnika z pola kolektorów słonecznych i rozładowanie zasobnika do sieci ciepłowniczej.

Wymiennik ciepła T5HXSc oddziela pętlę solarną od pętli zasobnika. Całkowity współczynnik przenikania ciepła wymiennika ciepła wynosi 2 Wm²/k.

Pompa 10PuScSink ma takie same wymiary jak pompa w pętli solarnej. Otrzymuje ona również taki sam sygnał. Za każdym razem, gdy pompa w obiegu solarnym jest włączona, ta również jest włączona z takim samym przepływem masowym. W ten sposób przepływ masowy po obu stronach wymiennika ciepła jest zawsze taki sam.

Rury T31ToTesHpDh i T31FromTesHpDh mają łączną długość 100 metrów i średnicę wewnętrzną 0,1593 metra.

Zyski z promieniowania słonecznego są przekazywane do zasobnika w DP 1. Wlot znajduje się na górze zasobnika (wysokość względna = 1), a wylot na dole (wysokość względna = 0,001). Div1ScToTesDhHp przekierowuje przepływ masy z pola kolektorów do zasobnika lub do układu CWU w zależności od temperatury i mocy. W celu uproszczenia symulacji w badaniu parametrycznym urządzenie to jest wyłączone i cała energia pochodząca z systemu słonecznego jest przesyłana do zasobnika, a następnie z zasobnika, jeśli to możliwe, dalej do układu CWU.

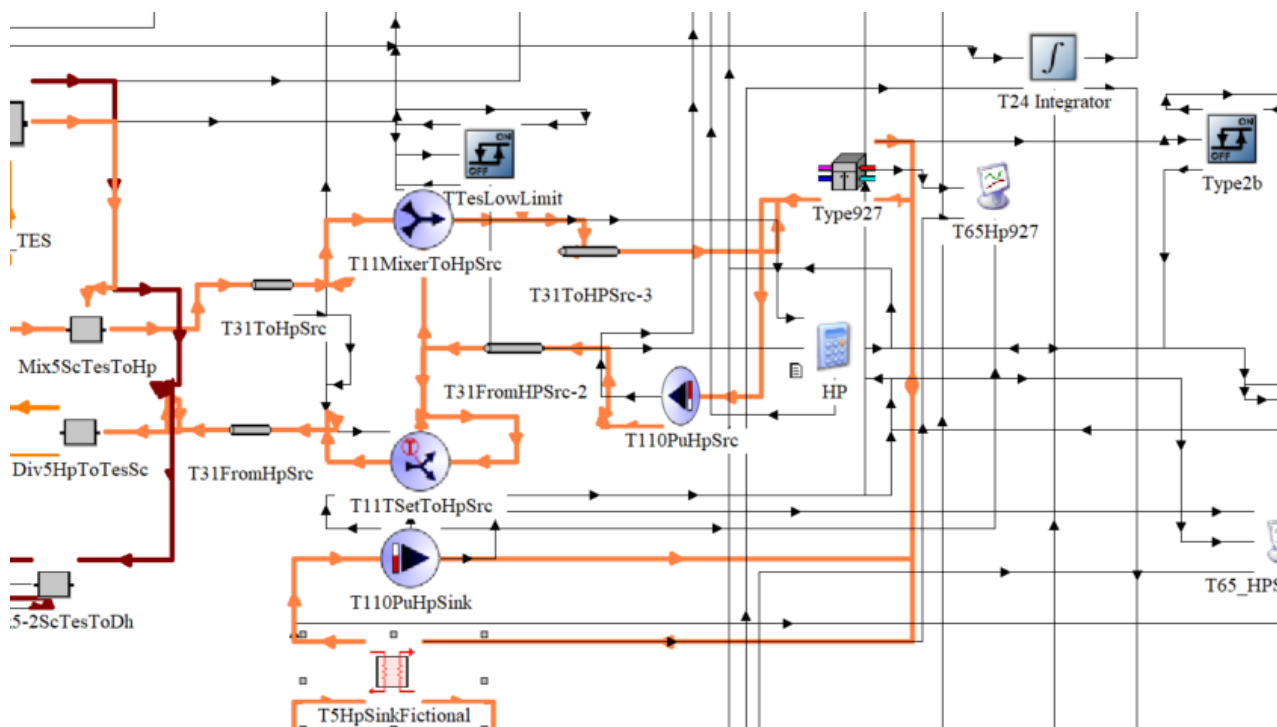
Div3ScToHpDh można wykorzystać do przekazywania ciepła z kolektora słonecznego bezpośrednio do pompy ciepła. Funkcja ta nie jest używana w tej symulacji. Cały strumień masy jest przekazywany do mieszalnika 5-2ScTesToDh, który łączy bezpośredni dopływ z kolektorów słonecznych i bezpośredni dopływ z zasobnika i przekazuje go do pompy. Pompa T110_HxDhSrc włącza się zawsze, gdy energia z kolektorów słonecznych lub zasobnika może być dostarczona do układu CWU. Przepływ masowy po stronie źródła w wymienniku ciepła jest regulowany tak, aby osiągnąć temperaturę zasilania sieci CWU.

W Div5-2DhToScTes strumień masy pochodzący z wymiennika ciepła jest przesyłany albo do wymiennika ciepła solera, albo do zasobnika. Pozostałe 2 mieszacze Mix1TesDhHpToSc i Mix3HpDhToSc służą do doprowadzenia strumieni masowych z różnych kierunków (wymienik ciepła lub zasobnik - ponieważ bezpośrednie zasilanie pompy ciepła jest wyłączone) z powrotem do wymiennika ciepła dla pętli solarnej.

Do zasilania systemu Dh z zasobnika służy DP2. Wylot znajduje się na górze zasobnika (wysokość względna = 0,999), a wlot na dole (wysokość względna = 0,01).

Wszystkie parametry dla magazynu znajdują się w załączniku udostępnionym przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju: "2022-01-11_Ciepłownia-Wytyczne-Załącznik A_v4.5_wersja_finalna".

Heat Pump Loop – pętla pompa ciepła



Plik wejściowy dla pompy ciepła typu 927 to WWHP_Heating-Normalized_IWWS50OchsnerExt. Reprezentuje on 5 różnych temperatur po stronie obciążenia i 6 różnych temperatur po stronie źródła. Odpowiednia moc została pobrana z dokumentu 20211222_OchsnerLeistungs-Matrix_IWWS 520-520 Twinv01 od producenta pompy ciepła i zmodyfikowana w celu wygenerowania pliku wejściowego. Ponieważ plik wejściowy zawiera dane tylko dla określonego przepływu masowego, oba przepływy masowe po stronie źródła i po stronie obciążenia pompy ciepła muszą pozostać stałe. W rzeczywistej pracy mogą się one bardziej różnić.

Parownik pompy ciepła jest podłączony do zasobnika przez DP3. Wylot znajduje się w górnej części zasobnika (wysokość względna = 0,8), a wlot w dolnej części (wysokość względna = 0,02). Pompa ciepła jest włączona, gdy nie ma bezpośredniego zasilania z zasobnika i pola solarne oraz zapotrzebowania w systemie CWU. Wtedy T110PuHpSrc pracuje ze stałym przepływem masowym 212 m³/h. Gdy zasobnik jest jeszcze bardzo ciepły jesienią lub gdy zaczyna się ocieplać wiosną, temperatura z zasobnika musi zostać schłodzona dla parownika, ponieważ pompa ciepła nie może pracować z temperaturą wyższą niż 60 stopni w parowniku. T11TsetToHpSrc reguluje temperaturę, która trafia do parownika. Gdy temperatura w zasobniku jest wyższa niż 50 °C, zawór odpuszczający przesyła część strumienia masy z parownika z powrotem do T11MixerToHpSrc.

Rury T31ToHpSrc i T31FromHpSrc mają długość 100 metrów i średnicę wewnętrzną 0,2 metra. Aby utrzymać stały przepływ masowy po stronie obciążenia pompy ciepła, w symulacji zamodelowano dodatkowy wymiennik ciepła T5HpSinkFictional. Ten wymiennik ciepła nie będzie potrzebny w rzeczywistym systemie, ponieważ przepływ masowy można regulować również za pomocą bypassu. T110PuHpSink przesyła strumień powrotny o stałym przepływie masowym 58 m³/h do skraplacza pompy ciepła. Ponieważ przepływ masowy jest stały, ale wydajność skraplacza zmienia się przy różnych temperaturach parownika, w pętli tej osiągane są raczej wysokie temperatury. Aby uniknąć dostarczenia w tym czasie zbyt dużej ilości energii do systemu DH, wydajność skraplacza jest zredukowana (40%, gdy T-evap > 50 °C i 75%, gdy T-evap między 40 a 50 °C).

DH Loop

1.	Uwarunkowania dla modelowania	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Konceptcja modernizacji Systemu Demonstracyjnego jest zgodna z założeniami i ograniczeniami zawartymi w załączniku nr 6 do Regulaminu przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości”. <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
2.	Zasilanie Magazynu Sezonowego	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> Magazyn Sezonowy ciepła jest zasilany wyłącznie energią OZE <u>*Niewłaściwe skreślić</u>

Uzasadnienie: Sezonowy magazyn ciepła jest wypełniany wyłącznie energią cieplną pochodzącą z instalacji kolektorów słonecznych. Przechowywanie energii w magazynie spełnia funkcję magazynowania zarówno krótkoterminowego (dziennego / nocnego), jak i długoterminowego, sezonowego. W przypadku, gdy woda (nośnik energii używany do przechowywania) ma nadal odpowiednią temperaturę, energia cieplna z magazynu jest wykorzystywana bezpośrednio do zasilania sieci ciepłowniczej. W przypadku schłodzenia wody z powodu strat w ciepła w magazynie ciepła, pompa ciepła PC służy do podniesienia temperatury wody z magazynu. Ponieważ magazyn ciepła jest podłączony tylko do parownika pompy ciepła, nie jest możliwe gromadzenie ciepła z pompy ciepła w samym zasobniku. W sumie instalacja kolektorów słonecznych produkuje 3356 MWh/rok energii cieplnej, z czego 3348 MWh/rok trafia do magazynu ciepła. Łącznie odzyskane zostanie 2966 MWh/rok, szacuje się, że straty magazynowe wyniosą 330 MWh/rok (~ 10%). Niskie straty magazynowania można częściowo wytłumaczyć funkcją ciągłego dodawania energii jako przechowywanie krótkoterminowe (<24h), ponieważ krótkie okresy przechowywania skutkują niewielkimi stratami. Dodatkowo praca pompy ciepła umożliwia schłodzenie zasobnika do 20-30 °C, co skutkuje niskimi stratami energii oraz szybkimi startami instalacji kolektorów słonecznych.

3.	Zakaz zakupu ciepła	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Nie dopuszcza się możliwości zakupu ciepła na potrzeby Demonstratora Technologii <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
4.	Udział Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) w Demonstratorze Technologii	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> <u>*Niewłaściwe skreślić</u>

Uzasadnienie: Proponowany system na pokrycie rocznego zapotrzebowania na ciepło systemu ciepłowniczego w wysokości 4485,9 MWh/rok składa się z 3 głównych elementów:

1. Instalacja płaskich, wielkogabarytowych kolektorów słonecznych;
2. Magazynowanie termiczne ;
3. Kompresorowa pompa ciepła.

Symulacja zawierająca te trzy komponenty w połączeniu z danymi meteorologicznymi dostarczonymi przez NCBR zaowocowała następującymi wynikami:

1. Instalacja kolektorów słonecznych: Uzysk energii słonecznej wyniesie 3356,18 MWh/rok, z czego 808,47 MWh/rok będzie można wykorzystać bezpośrednio do sieci ciepłowniczej (jednoczesne zapotrzebowanie i podaż). Pozostałe 2157,69 MWh/rok trafia do magazynu ciepła.
2. Przechowywanie: Rocznie do magazynu wprowadzane jest 3348,96 MWh/rok, z czego 808,47 MWh/rok może być wykorzystane bezpośrednio. Ostateczne 330,33 MWh/rok to straty cieplne własne magazynu ciepła.
3. Sprężarkowa pompa ciepła PC: pompa ciepła ze sprężarką tłokową wykorzystuje 2157,69 MWh/rok energii cieplnej z magazynu. Do zwiększenia energii (produkcji ciepła przez PC)

potrzebne są 866,3 MWh/rok energii elektrycznej. Ta energia elektryczna będzie kupowana z sieci jako w 100% odnawialna energia elektryczna. Wydajność pompy ciepła do sieci wynosi 3023,99 MWh/rok. Dodatkowe zapotrzebowanie miasta na ciepło (653,82 MWh/rok) zapewnia kocioł opalany gazem ziemnym jako źródło szczytowe.

Źródło	Energia [MWh/a]	Pokrycie zapotrzebowania [%]
Magazyn wprost	808,47	18,0
Kolektory via PC	2157,69	48,1
PC en. elektryczna		
(kupowana jako OZE)	866	15,0
Razem	3832,16	81,1

5.	Modelowanie numeryczne Demonstratora Technologii	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> <i>Dokonano prac badawczych B+R - modelowania numerycznego w oprogramowaniu TRN SYS 18 w etapie I, zakładana kontynuacja w Etapie II, a także aktualizacja wyników w etapie III.</i> <i>*Niewłaściwe skreślić</i>
6.	Skalowalność i replikowalność	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> <i>*Niewłaściwe skreślić</i>

Uzasadnienie: Technologia przedstawiana przez Wykonawcę w niniejszym wniosku jest w pełni skalowalna i replikowalna, czyli możliwa do zastosowania w innych lokalizacjach na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

Technologia ta może zostać zaimplementowana we wszystkich przedsiębiorstwach energetyki ciepłowniczej bez wyjątku, z zabezpieczeniem odpowiedniej powierzchni na rozlokowanie całej instalacji i uwzględnieniem źródeł ciepła jakie posiada obecnie dana ciepłownia. Rozmiar wykorzystanej powierzchni i kubatury zależy od wielkości samego systemu ciepłowniczego i preferowanego udziału OZE. Całościowa instalacja jest bezobsługowa, wymaga tylko regularnych przeglądów serwisowych co ok 2 lata. System monitorowany jest zdalnie, za pośrednictwem tzw. pulpitu systemowego, który dostarcza bieżące dane z instalacji i dostosowuje działanie do parametrów uzyskiwanych przez całościowy Demonstrator i warunki atmosferyczne panujące wokół niego. W momencie napotkania problemów, usterek lub błędów systemowych od razu uruchamiany jest odpowiedni system powiadomień, dzięki któremu wzywani są pracownicy serwisowi, aby ustalić co się stało i naprawić błąd. Instalacja zarządzana jest zatem systemowo, pracownicy są potrzebni jedynie do prac serwisowych.

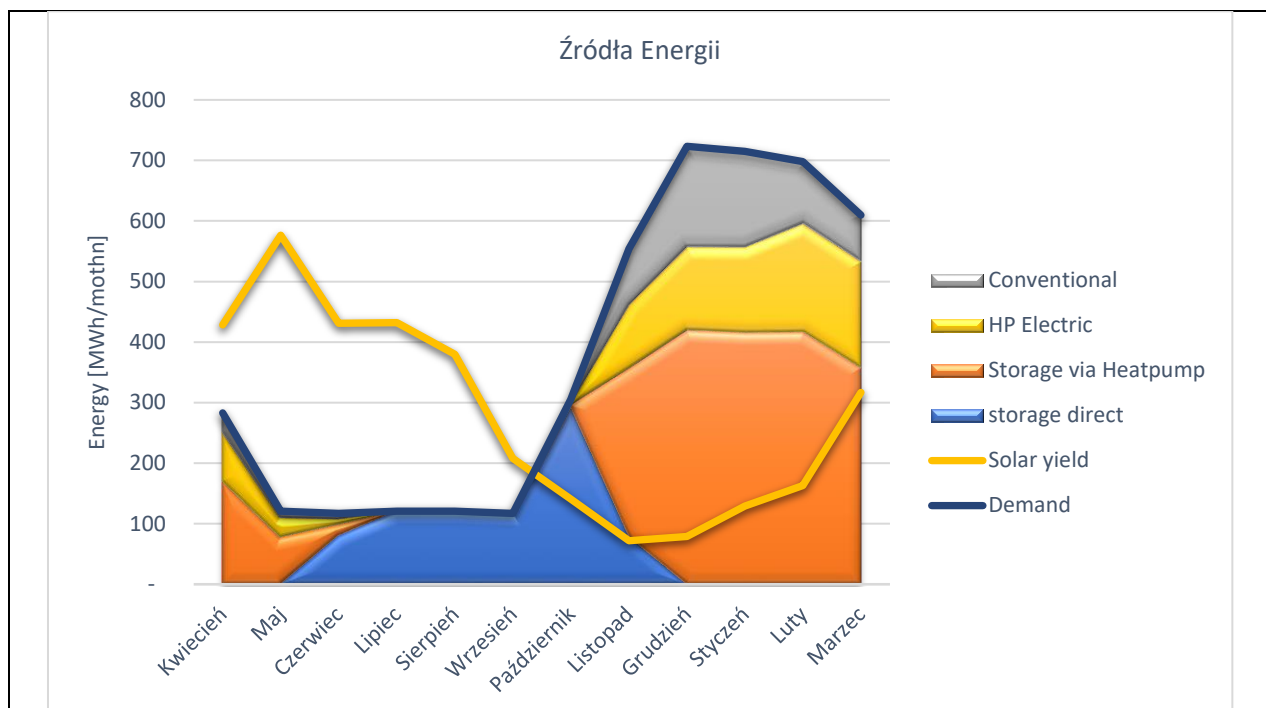
Czas niezbędny na budowę takiego rozwiązania wynika z czasu potrzebnego na dopełnienie procedur formalno-administracyjnych i postawienie całościowej instalacji wraz z montażem połączeń. Co łącznie wskazuje na czas około 14-20 miesięcy na postawienie repliki prezentowanej technologii.

Rozwiązanie technologiczne wskazane przez Wykonawcę nie wskazuje na żadną uciążliwość zapachową w okresie eksploatacji. Żadne z ogniw całościowego systemu (kolektory słoneczne, pompy ciepła, magazyn ciepła) nie wydzielają oparów, substancji szkodliwych, czy zapachowych mających wpływ na otoczenie.

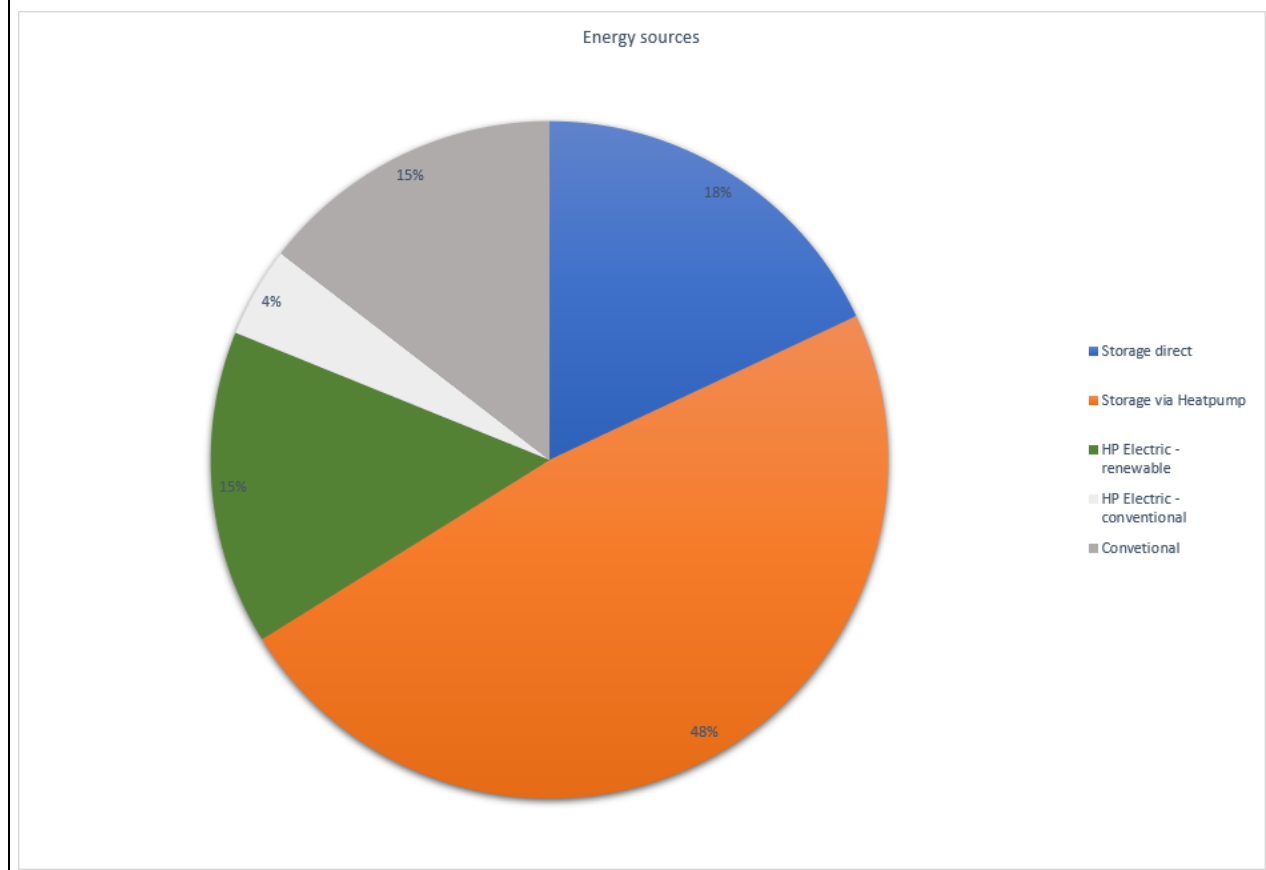
Dostępność składowych Technologii (urządzeń) na rynku jest nieograniczona, a wyniki przeprowadzonych badań pozwolą na dostosowywanie innych źródeł energii do celów uzyskania OZE w przynajmniej 81,1 % w każdym systemie ciepłowniczym. Technologia ta jest zatem skalowalna, możliwa do zaimplementowania w różnych systemach, lokalizacjach i z wykorzystaniem praktycznie każdego źródła ciepła.

7.	Wykorzystanie pomp ciepła	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> Założono wykorzystanie pomp ciepła w Demonstratorze Technologii <i>*Niewłaściwe skreślić</i>
8.	Wykorzystanie instalacji fotowoltaicznych	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> <i>*Niewłaściwe skreślić</i>
9.	Wykorzystanie instalacji kolektorów słonecznych	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> Kolektory słoneczne wykorzystane w projekcie posiadają ocenę zgodności z wymaganiami norm: PN-EN 12975-1+A1:2010 E – Wymagania oraz PN-EN ISO 9806:2017-12E <i>*Niewłaściwe skreślić</i>
10.	Wykorzystanie magazynów energii elektrycznej	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> <i>*Niewłaściwe skreślić</i>
11.	Warunki techniczne elementów przesyłowych sieci ciepłowniczej	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> Przesyłowa sieć ciepłownicza, w zakresie Demonstratora Technologii jest zgodna z obowiązującymi w Polsce właściwymi normami. <i>*Niewłaściwe skreślić</i>
12.	Warunki techniczne kotłów elektrodowych	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> <i>*Niewłaściwe skreślić</i>
13.	Wykorzystanie biogazu pochodzenia rolniczego	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> <i>*Niewłaściwe skreślić</i>
14.	Magazyn/y biogazu	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> <i>*Niewłaściwe skreślić</i>
15.	Nowe urządzenia i materiały	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Wszystkie wykorzystane w ramach tworzenia Rozwiązania i związanej z nim budowy, modernizacji lub rozbudowy Demonstratora Technologii urządzenia i materiały są pełnowartościowe, oryginalne, fabrycznie nowe i nieużywane. <i>*Niewłaściwe skreślić</i>
16.	Temperatura i ilość ciepłej wody użytkowej	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Użytkownik zapewnia ciepłą wodę użytkową na potrzeby Odbiorców w ilości nie mniejszej niż (1,6l/m ² *łączna powierzchnia użytkowa Lokali Mieszkalnych i Lokali Użytkowych) średnio na dobę, z uwzględnieniem rozkładów w zależności od pory dnia i pory roku, wskazanych przez NCBR. <i>*Niewłaściwe skreślić</i>

17.	Komfort cieplny Odbiorców	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> W systemie ciepłowniczym Demonstratora Technologii zapewniono Odbiorcom komfort cieplny zgodnie z wymogami określonymi zapisami rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, DZIAŁ IV, Wyposażenie techniczne budynków (tekst jednolity Dz.U. 2019 poz. 1065), § 134 oraz § 302. <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
18.	Spójność Systemu Demonstracyjnego	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
Uzasadnienie: Proponowany system ma pokrycie rocznego zapotrzebowania na ciepło na poziomie 4485,9 MWh/rok i składa się z 3 głównych elementów: 1. Wielkopowierzchniowe płaskie kolektory słoneczne. 2. Magazyn ciepła. 3. Kompresorowa pompa ciepła. Wspólnym źródłem ciepła będącym elementem składowym Demonstratora są kolektory słoneczne. Uzysk energii słonecznej wyniesie 3356,18 MWh/rok, z czego 808,47 MWh/rok będzie można wykorzystać bezpośrednio (jednoczesne zapotrzebowanie i podaż) bez potrzeby magazynowania. 3348,96 MWh/rok trafia do zasobnika ciepła z czego 808,47 MWh/rok może być wykorzystane bezpośrednio bez żadnej zmiany. Kolejne 2157,69 MWh/rok jest wykorzystywane jako moc cieplna dla sprężarkowej pompy ciepła i tylko ta wartość ciepła w roku z instalacji kolektorów słonecznych będzie miała inną formę energii dla wszystkich użytkowników poprzez wykorzystanie pompy ciepła PC. Pozostałe 330,33 MWh/rok to straty ciepła samego magazynu. Z powyższych obliczeń zatem wynika udział ciepła solarnego bezpośrednio przekazanego do systemu ciepłowniczego bez żadnej zmiany formy na poziomie do 30% w skali roku. Poniżej znajdują się wykresy obrazujące w/w proces produkcji ciepła z instalacji kolektorów słonecznych: 1. Produkcja ciepła solarnego.		



2. Udział źródeł ciepła w pokryciu zapotrzebowania.



19.	Dostarczanie ciepłej wody użytkowej	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Deklarowana wartość: 19 907 m2 <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
20.	Wielkość Demonstratora Technologii	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Deklarowana wartość 24 416 m2 <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
21.	Udział powierzchni użytkowej Lokali Mieszkalnych	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
Uzasadnienie: Udział powierzchni użytkowej lokali mieszkalnych: 84,65%. Sposób obliczenia: - Suma powierzchni lokali mieszkalnych: 20507 m2; - Suma powierzchni lokali użytkowych: 3718 m2; - Udział powierzchni użytkowej lokali mieszkalnych = $20507 / (20507 + 3728) = 84,65\%$. Źródło danych: Użytkownik Veolia Zachód na podstawie danych SM „Odrodzenie”.		
22.	Warunki ogólne dotyczące biogazowni oraz warunki techniczne rurociągów do przesyłu biogazu/biometanu	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
23.	Bezodorowość	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM* / NIE DOTYCZY*</u> <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
24.	Utrzymanie Udziału Odnawialnych Źródeł Energii w Demonstratorze Technologii	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Wykonawca gwarantuje w ramach Umowy, że w okresie do 31 maja 2025 roku nie będą dokonywane zmiany w Demonstratorze Technologii, które mogą skutkować pogorszeniem Współczynnika Udziału <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
25.	Zapewnienie ciągłości dostaw ciepła	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Wykonawca zapewni prawidłowe funkcjonowanie procesu technologicznego Systemu Demonstracyjnego i Demonstratora Technologii oraz utrzymywanie parametrów pracy <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
26.	Ograniczenie emisji i ochrona przed hałasem	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Zaproponowana Technologia nie będzie generowała negatywnych skutków dla środowiska naturalnego (brak emisji zanieczyszczeń, czy hałasu) <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
27.	Bezpieczeństwo - zapewnienie standardów BHP i ppoż.	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Wykonawca zapewnienia w trakcie realizacji Umowy pełną ochrony BHP i ppoż. we wszystkich obiektach wchodzących w skład oddawanej do użytku instalacji Demonstratora Technologii, zgodnie z obowiązującymi przepisami. <u>*Niewłaściwe skreślić</u>

28.	Opomiarowanie i sterowanie manualne	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Aparatura pomiarowa manualna oraz armatura obsługowa montowane będą w miejscach dostępnych i widocznych dla obsługi. <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
29.	Urządzenia pomiarowo-kontrolne	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Wykonawca dokona instalacji urządzeń pomiarowo-kontrolnych <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
30.	System sterowania i kontroli procesu	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Wykonawca zapewni wyposażenie Demonstratora Technologii w system sterownia typu SCADA <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
31.	Serwis gwarancyjny	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Wykonawcy zapewnią, w ramach Wynagrodzenia Podstawowego Etapu II, Użytkownikowi serwisu gwarancyjnego Demonstratora Technologii przez okres co najmniej 2 lat (24 miesiące) <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
32.	Szkolenie	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Wykonawca przeprowadzi, w ramach Wynagrodzenia Podstawowego Etapu II, szkolenia pracowników Użytkownika w zakresie prowadzenia procesów technologicznych, eksploatacji i utrzymania urządzeń Demonstratora Technologii. <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
33.	Instrukcje	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Wykonawca opracuje i przedstawi instrukcje: obsługi, eksploatacji i konserwacji wszystkich urządzeń i instalacji wchodzących w skład Demonstratora Technologii, zawierających również wytyczne BHP i ppoż., w formie wymaganej przez Użytkownika. <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
34.	Lokalizacja Demonstratora Technologii	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Lokalizacja spełnia wymogi załącznika nr 2 – Charakterystyka Systemu Demonstracyjnego. <u>*Niewłaściwe skreślić</u>
35.	Zmiana demonstracji determinowana budżetem	<u>SPEŁNIAM* / NIE SPEŁNIAM*</u> Demonstrator zostanie wybudowany zgodnie z HRF i ustaleniami pomiędzy Wykonawcą a NCBR. <u>*Niewłaściwe skreślić</u>

Dodatkowo wymagania konkursowe, nie wskazane powyżej, które spełnia Wykonawca:

1.	Udział Odnawialnych Źródeł Energii w Demonstratorze Technologii	Deklarowana wartość: 81,10%
----	--	------------------------------------

2.	Wskaźnik LCOH	Deklarowana wartość: 56,66 PLN/GJ
3.	Dostarczanie ciepłej wody użytkowej	19 907
4.	Wielkość Demonstratora Technologii	24 416 m ²
5.	Cena za realizację Etapu I	406 504,07 netto 500 000 brutto
6.	Cena za realizację Etapu II	26 829 268,29 netto 33 000 000 brutto W przeciągu ostatnich 6 miesięcy prac badawczo-rozwojowych sytuacja ekonomiczna kraju i świata uległa drastycznym zmianom. Podwyżka cen surowców oraz energii, a także inflacja w Polsce sięgająca prawie 10%, pandemia Covid-19, czy wojna na Ukrainie sprawiły, że aktualna cena wykonania koncepcji Demonstratora Technologii szacowana jest na ok. 48 690 000 PLN brutto.

Wykonawca spełnił także Wymagania Jakościowe zgodne z opisanymi w Załączniku nr 1 do Regulaminu.

4. Analiza kosztów ciepła - LCOH

Wykonawca wyliczył wskaźnik LCOH jako rozłożony koszt ciepła, który pokazuje uśredniony koszt przypadający na jednostkę ciepła ponoszony w całym cyklu życia źródła ciepła. Zawiera nakłady inwestycyjne, koszty kapitałowe, prognozowane koszty zmienne, w tym koszty paliw.

Do celów wyliczenia LCOH przyjęto założenia wskazane w załączniku 3.2 do Regulaminu a także w załączniku nr 6 do Regulaminu. Wnioskodawca uwzględnił w arkuszu Nakłady na proponowane źródła ciepła takie jak: instalacja solarna, pompy ciepła, źródło szczytowe - kocioł gazowy, sezonowy magazyn ciepła, a także koszty energii elektrycznej zakupionej z OZE, opłat stałych energii elektrycznej, koszty pozostałych paliw. Wyliczenia uwzględniają cenę wskazaną pierwotnie w wymaganiach NCBR, czyli:

- Capex – oznaczający wydatki na budowę systemu = 33 000 000 PLN. W przeciągu ostatnich 6 miesięcy prac badawczo-rozwojowych sytuacja ekonomiczna kraju i świata uległa drastycznym zmianom. Podwyżka cen surowców oraz energii, a także inflacja w Polsce sięgająca prawie 10%, czy wojna na Ukrainie sprawiły, że aktualna cena wykonania koncepcji Demonstratora Technologii szacowana jest na ok. 48 690 000 PLN.
- Zaś OPEX - oznaczający wydatki związane z utrzymaniem systemu szacowany jest na kwotę ok 16 000 000 PLN

5. Uwarunkowania formalno-prawne dot. Technologii Ciepłowni Przyszłości

5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

Do barier prawnych mogących wpłynąć na budowę Demonstratora należy zaliczyć:

- Wystąpienie o warunki przyłączeniowe w zakresie sieci wod-kan i gaz.
- Opracowanie koncepcji zbiorczej sieci sanitarnych i elektrycznych.
- Wykonanie badań geologicznych podłoża gruntowego po zbiorniki magazynu ciepła i budynek ciepłowni.
- Uzyskanie miejscowego planu zagospodarowania terenu - dla działek na których planowana jest budowa systemu grzewczego, brak jest miejscowego planu zagospodarowania terenu, wówczas przygotowuje się tzw. „kartę informacyjną” i wnioskuje się o uzyskanie decyzji lokalizacyjnej. Jej uzyskanie będzie możliwe dopiero po uzyskaniu decyzji środowiskowej oraz po uzyskaniu decyzji wodnoprawnej dla przejścia rurociągami pod występującym w terenie potokiem.
- Opracowanie dokumentacji projektowej – koncepcji rozmieszczenia Demonstratora.
- Pozyskanie warunków wykonania zjazdów/wjazdów z dróg miejskich na tereny Demonstratora.
- Uzyskanie pozwolenia na budowę Demonstratora.

Wszystkie wyżej wymienione dokumenty są możliwe do uzyskania i nie stanowią przeszkody w zakresie budowy Demonstratora opracowanego przez Wykonawcę Ensol.

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

Taksonomia Unii Europejskiej jest skomplikowanym systemem, który zawiera wiele technicznych kryteriów, mających na celu tzw. Zrównoważony rozwój. Natomiast główne cele środowiskowe zawarto w następujących punktach:

- łagodzenie zmian klimatu,
- adaptacja do zmian klimatu,
- zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich,
- przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym,

- zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola,
- ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów.

Wyzwaniem najbliższej dekady, jakie stoi przed branżą przemysłową, jest transformacja polskiej i europejskiej gospodarki w kierunku Europejskiego Zielonego Ładu.

Od 5 lat następują zmiany w regulacjach dotyczących przeciwdziałania globalnemu ociepleniu i wypracowywania neutralności emisyjnej. W wyniku przeprowadzonych prac badawczo-rozwojowych dotyczących przedsięwzięcia „Ciepłownia przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE”, Wykonawca opracował innowacyjną technologię modernizacji istniejących systemów ciepłowniczych do stanu umożliwiającego ekonomicznie uzasadnione zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w cieple dostarczonym konsumentom, wynoszącym co najmniej 81,1% OZE.

Opracowane rozwiązanie jest zgodne z założeniami gospodarki obiegu zamkniętego i umożliwia stabilne i efektywne procesowo oraz ekonomicznie redukowanie roli starych technologii wytwarzania i przesyłu ciepła, które cechuje emisyjność oraz wysokie straty energii w trakcie przesyłu, co bezpośrednio wpisuje się w założenia polityki energetycznej UE oraz taksonomii klimatycznej.

6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii

Harmonogram budowy Demonstratora Technologii:

1. Prace dotyczące uzyskiwania pozwolenia na budowę oraz innych pozwoleń i dokumentów formalno-prawnych koniecznych dla przeprowadzania budowy Demonstratora Technologii.
2. Zakup części składowych i budowa Demonstratora.
3. Sprawdzenie wydajności i sprawności elementów całej instalacji – odbiory częściowe, uruchomienie oraz testy w warunkach rzeczywistych.
4. Zdefiniowanie najlepszych parametrów projektowych i operacyjnych instalacji.
5. Optymalizacja systemu monitoringu zgodnie z wymogami NCBR.
6. Szkolenia pracowników.

Czas niezbędny na budowę takiego rozwiązania wynika z czasu potrzebnego na dopełnienie procedur formalno-administracyjnych i postawienie całościowej instalacji wraz z montażem połączeń. Procedury formalne zajmują średnio około 6 miesięcy (rozpoczęto je w I etapie prac), zaś realizacja instalacji ciepłowniczej (budowa i montaż) kolejne 8 do 14 miesięcy. Co łącznie wskazuje na czas około 14-20 miesięcy na postawienie Demonstratora prezentowanej technologii.

7. Skalowalność i replikowalność Technologii Ciepłownia Przyszłości

7.1. Skalowalność i Replikowalność

Technologia przedstawiana przez Wykonawcę ENSOL jest w pełni skalowalna i replikowalna, czyli możliwa do zastosowania w innych lokalizacjach na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

- Technologia ta może zostać zaimplementowana we wszystkich przedsiębiorstwach energetyki ciepłowniczej bez wyjątku, z zabezpieczeniem odpowiedniej powierzchni na rozlokowanie całej instalacji i uwzględnieniem źródeł ciepła jakie posiada obecnie dana ciepłownia.
- Rozmiar wykorzystanej powierzchni i kubatury zależny jest od wielkości samego systemu ciepłowniczego i preferowanego udziału OZE, na przykład: w podobnym projekcie dla miasta o ilości mieszkańców ok 200 tys., instalacja solarna o powierzchni 17 tys. m² będzie potrzebowała działki o pow. 5 -7 hektarów .
- Instalacja jest bezobsługowa, wymaga tylko regularnych przeglądów serwisowych co ok 2 lata. System monitorowany jest zdalnie, za pośrednictwem tzw. pulpitu systemowego, który dostarcza bieżące dane z instalacji i dostosowuje działanie do parametrów uzyskiwanych przez całościowy Demonstrator i warunki atmosferyczne panujące wokół niego. W momencie napotkania problemów, usterek lub błędów systemowych od razu uruchamiany jest odpowiedni system powiadomień, dzięki któremu wzywani są pracownicy serwisowi, aby ustalić co się stało i naprawić błąd. Instalacja zarządzana jest zatem systemowo, pracownicy są potrzebni jedynie do prac serwisowych.
- Czas niezbędny na budowę takiego rozwiązania wynika z czasu potrzebnego na dopełnienie procedur formalno-administracyjnych i postawienie całościowej instalacji wraz z montażem połączeń. Procedury formalne zajmują średnio około 6 miesięcy, zaś realizacja instalacji ciepłowniczej (budowa i montaż) kolejne 8 do 14 miesięcy. Co łącznie wskazuje na czas około 14-20 miesięcy na postawienie repliki prezentowanej technologii.
- Rozwiązanie technologiczne wskazane przez Wykonawcę nie wskazuje na uciążliwość zapachową w okresie eksploatacji. Żadne z ogniw całościowego systemu (kolektory słoneczne, pompy ciepła, magazyn ciepła) nie wydzielają oparów, substancji szkodliwych czy zapachowych mających wpływ na otoczenie.
- W Polsce wykorzystanie ciepła z instalacji kolektorów słonecznych oraz innych energii odnawialnych stanowiło do tej pory bardzo wąski, w praktyce niezauważalny margines w przypadku

sieci ciepłowniczych. Istotnym powodem było przy tym to, że w przypadku operatorów sieci ciepłowniczych do tej pory bardziej ekonomicznym rozwiązaniem było eksploataowanie instalacji opartych na kogeneracji, także w lecie i sztuczne maksymalizowanie liczby godzin pełnego wykorzystania w roku, poprzez odpowiednie ustawianie całości eksploatacji. W związku ze spadającymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej dla operatorów eksploatacja instalacji opartych na kogeneracji jest coraz mniej opłacalna, szczególnie w okresie letnim, gdy znacznie spada zapotrzebowanie na ciepło. W tej sytuacji dla sieci c.o. atrakcyjnym może być generowanie ciepła w instalacjach kolektorów słonecznych o dużych powierzchniach. Słoneczne systemy ciepłownicze, czyli wielkopowierzchniowe systemy kolektorów słonecznych (wielkość powyżej 500 m²), połączone z sezonowymi magazynami ciepła (wielkości od kilku tysięcy do kilkudziesięciu tysięcy metrów sześciennych) są nowoczesnym uzupełnieniem dla obecnych rozwiązań dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. Dodatkowo, systemy tego typu mogą współpracować z innymi urządzeniami OZE, np. z pompami ciepła, czy też technologią Power to Heat. Pierwsze takie instalacje powstały w Europie w latach osiemdziesiątych. Obecnie najwięcej funkcjonuje w Danii, Szwecji, Niemczech i Austrii. W Polsce brakuje jeszcze systemów ciepłowniczych wykorzystujących energię słoneczną (ogólnie OZE) w ponad 80%.

Obecnie w Polsce jest ok. 300 systemów ciepłowniczych przeznaczonych do zmodernizowania pod kątem OZE, które mogłyby wykorzystać technologię jaką prezentuje Wykonawca – istnieje także kilka systemów ciepłowniczych, w których można byłoby zaimplementować tego typu rozwiązanie już teraz np. ciepłownię w Olsztynie i Iłży. Jednakże nie są traktowane jako wielkowymiarowe. Założenia rozwoju polskiego ciepłownictwa uwzględniają chęć doprowadzenia do zbudowania 33 ciepłowni geotermalnych, 100 wielkowymiarowych systemów z kolektorami słonecznymi oraz 261 kotłów na biomasę i 100 systemów „power-to heat” (pojedyncze moce rzędu 4 MW) oraz ponad 100 sezonowych magazynów ciepła. Taki program inwestycyjny pozwoliłby wyłączyć z użytkowania do 1000 najbardziej zużytych kotłów węglowych, nie zmniejszając współczynników wykorzystania mocy najlepszych kotłów węglowych. Obecnie proces ten postępuje i wydaje się być możliwy do osiągnięcia.

- Dostępność składowych Technologii (urządzeń) na rynku jest nieograniczona ze względu na fakt, że są to źródła ciepła stosowane od kilku bądź kilkunastu lat, dostawcy po zapoznaniu się ze specyfiką systemu będą w stanie bez przeszkód dostarczyć urządzenia do odtworzenia instalacji.
- Kompleksowa instalacja składa się z kilku ogniw (magazyn ciepła, instalacje kolektorów słonecznych oraz pompa ciepła i ew. kocioł grzewczy w razie potrzeby) – ogniwa te składają się z dostępnych urządzeń, są możliwe do montażu przez różne wiodące firmy na rynku polskim, wystarczy zapoznanie się z wynikami badań i dostosowaniem urządzeń do wymagań całego systemu. Substraty i

nośniki energii są więc dostępne lokalnie w całej Polsce. Specjaliści z branży np. firma NIBE-BIAWAR wskazuje, że rok 2021 będzie rokiem pomp ciepła na rynku budowlanym, odnotowuje się tendencję wzrostu zainteresowania pompami ciepła. Firmy na rynku polskim są gotowe na te wyzwania i po kolejnych rekordach w 2020 r. prognozują równie wysoką dynamikę sprzedaży w 2021 r. Dostosowują zatem możliwości produkcyjne do zapotrzebowania rynkowego. Instalacje solarne są już tak powszechne, że można je spotkać na większości nowo postawionych budynków. Do swojego działania wykorzystują one słońce, które jest dostępne w Polsce przez cały rok i to bez kosztowo. W przypadku awarii można wyłączyć jedno z ogniw do czasu jego naprawy np. instalację solarną i pozostały układ będzie nadal działał zgodnie z wytycznymi i osiągał żądane parametry.

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

Dnia 14 października 2020 r. Komisja Europejska opublikowała strategię na rzecz „fali renowacji”, która dotyczy istotnych zmian w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej budynków. Obecnie około 75 % budynków w UE jest nieefektywnych energetycznie, w konsekwencji czego, część energii w nich zużywanej jest marnowana. Szacuje się, że renowacja istniejących budynków umożliwiłaby zmniejszenie całkowitego zużycia energii o 5 – 6% oraz obniżenie emisji dwutlenku węgla o około 5%. Komisja Europejska zamierza zwiększyć wskaźniki renowacji co najmniej dwukrotnie w ciągu najbliższej dekady oraz sprawić, aby renowacje budynków przyczyniły się do większej efektywności energetycznej i skuteczniejszego wykorzystania zasobów.

Strategia na rzecz „fali renowacji” ma za zadanie objąć trzy obszary działań:

- ✓ dekarbonizację ogrzewania i chłodzenia,
- ✓ zwalczanie problemu ubóstwa energetycznego i budynków o najgorszej charakterystyce,
- ✓ renowację budynków publicznych tj. szkoły, szpitale i budynki administracyjne.

Modernizacja budynków ma kluczowe znaczenie dla poprawy warunków mieszkalnych pod względem komfortu cieplnego, zmniejszenia kosztów ogrzewania czy też poprawy jakości życia poprzez minimalizowanie występowania zjawiska smogu. Docelowo strategia „fali renowacji” ma doprowadzić do termomodernizacji budynków, doprowadzając do spełniania przez nich standardu WT 2021 lub wyższego. Działania termomodernizacyjne wiążą się często z dużymi nakładami związanymi z instalacją pomp ciepła, wymianą grzejników i orurowania, instalacją źródła ciepła, co jest ogromnym utrudnieniem dla zwykłego mieszkańca lub Spółdzielni. Dlatego odpowiednim rozwiązaniem jest wprowadzenie rozwiązań wykorzystujących odnawialne źródła energii i ciepła w Ciepłowniach w Polsce, wówczas znacznie zredukowane zostaną paliwa kopalne.

Mniej węgla dla ciepłownictwa to korzyści dla całej gospodarki. Plany transformacji całego sektora energetycznego, w tym ciepłownictwa, pozwolą na opracowanie realnej prognozy popytu na paliwa kopalne, zmniejszając popyt.

W Polsce w procesie ogrzewania występują znaczne straty energii, niska efektywność energetyczna budynków, wysokie koszty ogrzewania w stosunku do dochodów. Dobrze zaplanowana strategia poprawy efektywności energetycznej budynków jest podstawowym elementem modernizacji ciepłownictwa. A termomodernizacja budynków przyczynia się do obniżenia zapotrzebowania na ciepło w skali roku.

Wykonawca przeprowadził prace badawcze doprowadzając do ziszczenia się celu stworzenia multisystemu ciepłowniczego, który składa się z urządzeń ograniczających straty ciepła. Mianowicie kolektor słoneczny ENSOL DIS150 został zaprojektowany z myślą o instalacjach magazynowania ciepła. Wyróżniającymi parametrami względem standardowych kolektorów jest znaczne ograniczenie strat ciepła z kolektora do otoczenia. Straty ciepła posiadają szczególną wagę podczas pracy kolektora w znacznych różnicach temperatur $T_m - T_a$, które w instalacjach do magazynowania ciepła występuje przez znaczny okres czasu pracy instalacji solarnej.

Ograniczenie strat ciepła przekłada się bezpośrednio na ograniczenie współczynników a_1 i a_2 kolektora, a otrzymano je poprzez:

- zastosowanie dwóch szyb solarnych;
- zwiększenie przestrzeni (izolującej pustki powietrznej) pomiędzy szybą solarną a absorberem;
- zwiększenie grubości izolacji spodniej kolektora;
- zwiększenie grubości izolacji bocznej kolektora.

Dodatkowo ramę kolektora zaprojektowano tak, by przejmowała częściowo rolę zestawu montażowego, co zapewnia wysoką wytrzymałość na warunki atmosferyczne. Poza tym charakterystyczne jest również to, że instalacja kolektorów słonecznych będzie codziennie dostarczała energię do magazynu, tym samym na bieżąco będzie pokrywała straty ciepła samego magazynu.

Wykorzystanie kolektorów w tym okresie jest możliwe poprzez sprzęgnięcie instalacji solarnej z pompą ciepła, czyli przenoszenie niejako temperatury z kolektorów o niższej wartości na wyższy poziom (przewaga względem systemów stosowanych w Europie gdzie nie użyto pomp ciepła). Systemy zawierające prostą instalację kolektorów słonecznych można używać wyłącznie, gdy temperatury są wyższe od aktualnych temperatur sieci ciepłowniczej). Poprzez zastosowanie pompy ciepła jest

możliwa praca również w tych systemach w okresach wiosennych bądź jesiennych, a nawet zimą przy korzystnym nasłonecznieniu.

Dla technologii opisywanego systemu charakterystyczne jest to, że gdy pompa ciepła pracuje to siłą rzeczy obniża się temperatura wody w magazynie i czym ta temperatura będzie się bardziej obniżała, tym instalacja kolektorów słonecznych będzie szybciej startowała. Nawet jeśli temperatura w magazynie obniży się do temperatury 20-30 stopni Celsjusza to instalacja kolektorów słonecznych będzie w stanie pracować już bardzo efektywnie przy temperaturach 30-40 stopniach Celsjusza. Na wyjście z kolektora.

Tak działająca instalacja będzie pracowała z wyższą wydajnością i mniejszymi stratami cieplnymi poprzez niższą różnicę temperatur z otoczeniem. Temperatura wody w magazynie w tych okresach (wiosennych, jesiennych) też jest niższa zatem straty do otoczenia też będą niższe i to wykazujemy w bilansie, bowiem straty ciepła magazynu są tylko na poziomie około 9 %.

Wykonawca wspomaga zatem swoją technologią proces ciągłego wzrostu efektywności produkcji i zmniejszenia strat przesyłowych ciepła.

Kierunki transformacji całego sektora ciepłowniczego zostały silnie zaakcentowane w dwóch podstawowych dokumentach strategicznych dla polskiej energetyki:

- ✓ Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK),
- ✓ Polityce energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040).

Wytyczne tych dokumentów wskazują, że do 2040 r. potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych mają być pokrywane przez ciepło systemowe oraz przez zeroemisyjne lub niskoemisyjne źródła indywidualne i technologie magazynowania ciepła, które pozwolą na optymalizację i efektywną pracę źródeł wytwarzających ciepło i energię elektryczną w kogeneracji niezależnie od mijających się szczytów zapotrzebowania na te produkty, co zwiększy bezpieczeństwo pracy całego systemu elektroenergetycznego.

Wykonawca dostarczy rozwiązanie umożliwiające pokrywanie potrzeb cieplnych, poprzez wykorzystywanie źródeł o możliwie najniższej emisyjności (w tym pompy ciepła, kolektory słoneczne).

8. Komponent Technologiczny - NIE DOTYCZY

9. Obliczenia

Uprozczone wyliczenie udziału OZE:

$$\% \text{ OZEE} = (808,47 + 2157,7 + 866,3) / 4485,9 = 3831,47 / 4485,9 = 0,8541$$

Z tytułu wymogu NCBiR, iż tylko 15 % energii elektrycznej kupowanej do napędu sprężarki pompy ciepła z sieci zaliczone zostanie jako OZE pozostałe potrzebne 4,3 % zaliczone zostanie jako energia „czarna”. Wobec powyższego całkowity wskaźnik OZE wynosić będzie:

$$\%OZE = 85,41\% - 4,3\% = 81,1\%.$$

Szczegółowe wyliczenia przedstawiono w tabeli poniżej opisującej specyfikację produkcji energii w zależności od źródła ciepła. Jako że tylko 15 proc. Energii elektrycznej jest zaliczane do „zielonej energii” (zakupionej w sieci), ostatecznie udział OZE wyniesie 81,1%.

Miesiąc	Magazyn wprost	Magazyn via PC	PC En. Elektr.- zielona	PC En. Elektr. - konwencjonalna	Paliwa konwencjonalne	Renewable Energy
Kwiecień	0,0%	60,1%	29,1%	0,0%	10,8%	89,2%
Maj	0,0%	64,3%	27,2%	0,0%	8,6%	91,4%
Czerwiec	68,7%	16,1%	7,9%	0,0%	7,4%	92,6%
Lipiec	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
Sierpień	100,1%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	100,1%
Wrzesień	100,1%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	100,1%
Październik	95,3%	1,7%	0,7%	0,0%	2,3%	97,7%
Listopad	14,0%	50,3%	19,0%	0,0%	16,7%	83,3%
Grudzień	0,0%	58,0%	19,1%	0,0%	23,0%	77,0%
Styczeń	0,0%	58,1%	19,8%	0,0%	22,2%	77,8%
Luty	0,0%	59,6%	23,2%	2,5%	17,2%	82,8%
Marzec	0,0%	58,4%	0,0%	28,8%	41,6%	58,4%
Total	18,0%	48,1%	15,0%	4,3%	18,9%	81,1%

Lista najbardziej istotnych obliczeń modelowania matematycznego zrealizowanego w TRN SYS:

Równania dla układu sterowania:

Solarthermal collector field = Pole kolektorów słoneczno-termalnych (10PuScSink):

- $timeHpOff = or(and(Le(3793, Time), GE(7000, Time)), and(Le(12553, Time), GE(15760, Time)))$
- $MfrSc_kghm2 = timeHpOff * 10 + NOT(timeHpOff) * 30$
- $MfrSc_kghm2_max = 30$
- $MfrSc_kgh_max = ASc_m2 * MfrSc_kghm2_max$
- $MfrSc_kgh = ASc_m2 * MfrSc_kghm2$
- $controlP1 = MfrSc_kgh / MfrSc_kgh_max$
- $BoPuScSrc = controlP1 * Or(CtrTScOutTTesBotIn, CtrTScOutTLoadIn * Gt(QdScGain_kW, QdLoadTot_kW))$! Sc Pump on source side is switchtd on to charge TES or supply Dh directly with Sc

Storage Loop = pętla magazynowa:

- $BoPuScSink = BoPuScSrc$! Sc pump on sink side is also switched on when Sc pump source is on
- $TTesBotLowLim = 5$! Value to avoid freezing of the tank
- $TScOutLowLim = 10$
- $BoScToDhDir = CtrTScOutTLoadIn * Gt(QdScGain_kW, QdLoadTot_kW)$! switched off at parametric study – controls if solar is fed in directly or to storage!
- $frScToDhDirCalc = \text{Max}(\text{Min}(QdLoadTot_kW / (QdScGain_kW + 0.000001), 1), 0) * BoScToDhDir$! controls the fraction of mass flow to the DH system
- $frScToDhDir = frScToDhDirRcln$! Using recall of the previous time step to make the sim more stabilize
- $frScToDhDirDiv1 = 1 - frScToDhDir * BoScToDhDir$! at diverter 1 the first exit belongs to ScToTes and the 2nd one to Sc To DhDir therefor 1 –

Storage/Solar feed in to DH = Magazynowanie/Solarne zasilanie w energię elektryczną:

- $BoPuDhHxSrc = BoTesDhCycle * \text{NOT}(BoScToDhDir) * MfrLoad / (MfrSc_kgh_max + 0.000001) * fcMfrPuTesDhHx + frScToDhDir * BoScToDhDir$! $BoTesDhCycle * \text{NOT}(BoScToDhDir)$! Mass flow rate is equal on both sides for Sc To DhDir or even if it is trough the TES to Dh
 $BoPuDhHxSrc = BoTesDhCycle * \text{NOT}(BoScToDhDir) * MfrLoad * ((TSupLoad_dC - TRetLoad_dC) / (TTesDp2 - TRetLoad_dC + 0.00000001)) * fcMfrPuTesDhHx + frScToDhDir * BoScToDhDir$
- $BoTesDhCycle = CtrTesToDhIn * \text{NOT}(BoScToDhDir)$! Tes to Dh is open if temperature top Tes higher than DH and no direct use of Sc To Dh is possible, controlled over controller with hyst

HP loop – pętla HP:

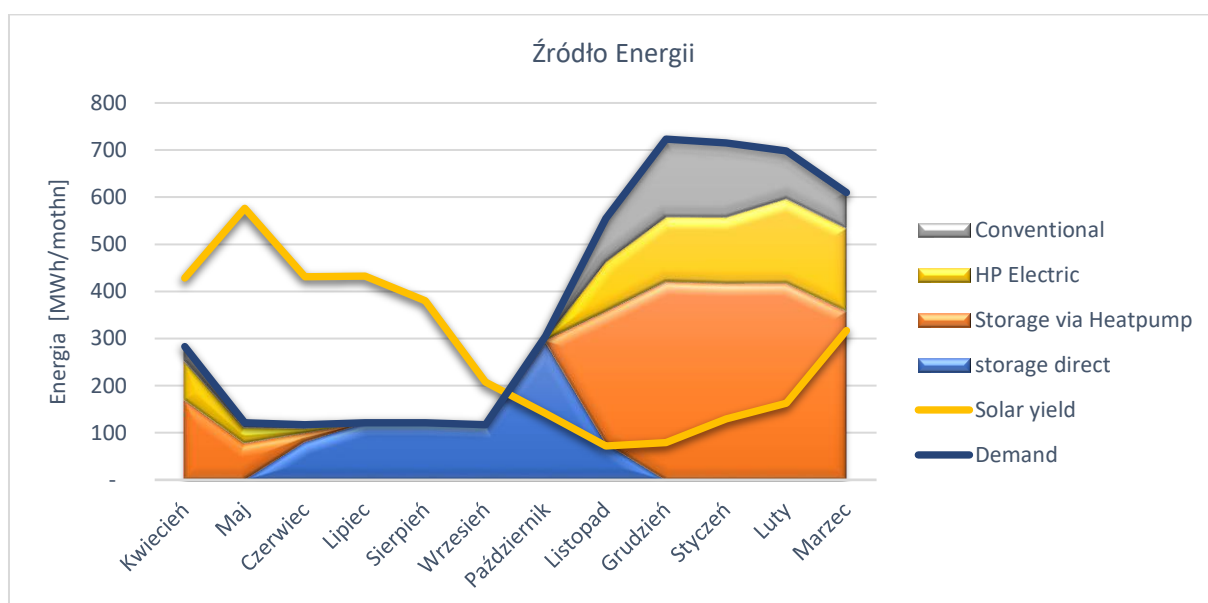
- $BoHpOnOff = BoTesHpDhCycle * GT(TTesBotIn, TTesBotLowLim) * GT(QdDhDemIn, 0)$! * $CtrlHpT2$! * $LT(TTesBotIn, 90)$! * $CtrlHpT2$! * $LT(TPuSinkOut, 90)$! switch Heat pump on or off
- $BoTesHpDhCycle = \text{And}(\text{NOT}(CtrTesToDhIn), \text{NOT}(BoScToDhDir))$! Tes to HP and Hp to Dh if both are not possible, either Sc to Dh directly nor Tes to Dh

DH Loop – pętla DH:

- $QdScGainDir_kW = QdScGain_kW * (1 - frScToDhDirDiv1)$! * $BoScToDhDir$! calculate share of Sc gains directly to Dh
- $QdScGainTes_kW = QdScGain_kW * frScToDhDirDiv1$! * $\text{NOT}(BoScToDhDir)$! calculate share of Sc charging TES
- $fcMfrPuTesDhHx = dTDh / (TTesToDhHxSrc - TRetLoad_dC + 0.00000000001)$! calculates the massflow for Heat exchanger to DH
- $TSetT11DivDH = TSupDhSet * BoHpOnOff + 150 * \text{NOT}(BoHpOnOff)$! sends DH return if feed intemperature is higher than DH supply temperature
- $TSrcT11 = TMixScHpToDh * BoHpOnOff + 50 * \text{NOT}(BoHpOnOff)$

Obliczenie bilansu ciepła Demonstratora Technologii w ujęciu rocznym:

Miesiąc [-]	Demand [MWH]	Storage direct [MWH]	Storage via Heatpump [MWH]	HP Electric [MWH]	Conventional [MWH]
Kwiecień	283,1	-	170,2	82,4	30,5
Maj	121,0	-	77,7	32,9	10,4
Czerwiec	117,0	80	18,8	9,2	8,6
Lipiec	121,0	121	0,0	0,0	0,0
Sierpień	121,0	121	0,0	0,0	0,0
Wrzesień	117,0	117	0,0	0,0	0,0
Październik	305,3	291	5,2	2,1	7,1
Listopad	554,4	78	278,8	105,3	92,5
Grudzień	723,3	-	419,2	137,9	166,1
Styczeń	714,8	-	415,1	141,3	158,4
Luty	698,0	-	416,1	179,3	102,7
Marzec	610,0	-	356,5	176,0	77,5
Suma	4485,9	808,5	2157,7	866,3	653,8



10. Bezpieczeństwo

Nie zidentyfikowano wielu zagrożeń dla opracowanej technologii Demonstratora. Tym bardziej w obszarze ewentualnej ingerencji w środowisko naturalne, które w przypadku opisanego Demonstratora w ogóle nie występuje.

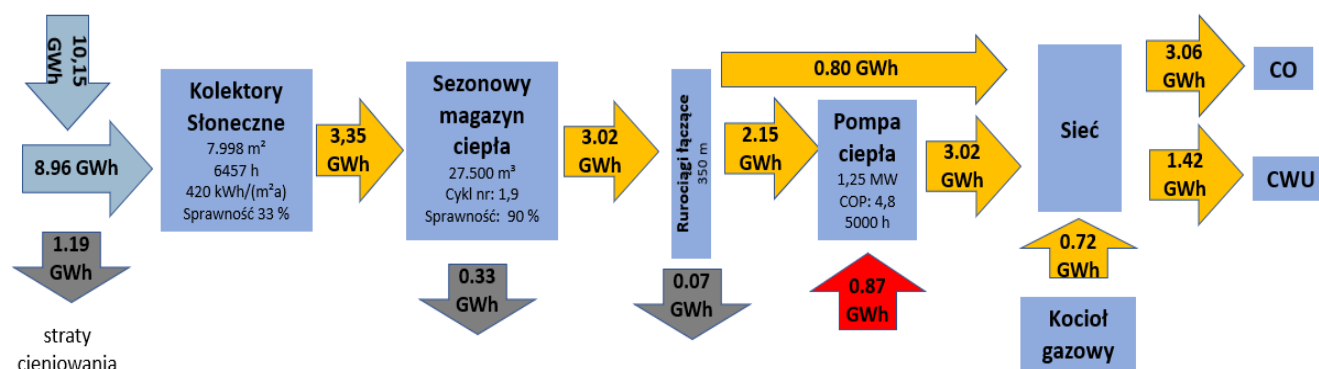
W przypadku wystąpienia ewentualnej awarii instalacji solarnej rolę „wiodącą” przejmuje pompa ciepła wraz z źródłem szczytowym i odwrotnie, jeśli ta ulegnie awarii to zastąpi ją instalacja solarna. Lista komponentów Demonstratora jest tak dobrana, że w przypadku awarii, któregoś z komponentu – pozostałe przejmują rolę wiodącą.

Wykonawca Ensol stosuje tę Technologię solarną już od kilkadziesiąt lat w swoich instalacjach budowanych w mniejszej skali i do dnia dzisiejszego nie zarejestrowano sytuacji, w której doszło by do przerwy w zasilaniu energią ciepłą.

11. Informacje dodatkowe

Poniżej prezentowany jest Schemat bilansu energii cieplnej Demonstratora Technologii:

Promieniowanie
Słoneczne



12. Dane Wykonawcy

12.1. dane adresowe oraz rejestrowe

Wykonawca: Energetyka Solarna Ensol Sp. z o.o.

ul. Piaskowa 11, 47-400 Racibórz

Adrian Pason tel.: 602 663 040, adrian.pason@ensol.pl

12.2. opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej

Pan Adrian pełniąc funkcję Prezesa Zarządu Wykonawcy od 2006 roku rozwija swoją wiedzę i doświadczenie biorąc udział w różnego rodzaju projektach inwestycyjnych oraz dotacjach z Funduszy Europejskich. Projekty w jakich wziął udział to między innymi:

- Projekty realizowane w ramach Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka, lata 2007-2013:
 - Działanie 6.1. pt. „Wdrożenie strategii eksportowej w ramach realizacji Planu Rozwoju Eksportu”;
 - Działanie 4.3: Kredyt technologiczny pt. “Wdrożenie nowej technologii produkcji hybrydowych kolektorów słonecznych PVT o wysokich parametrach wydajnościowych”.
 - Program Dotacje na innowacje pt. „Wdrożenie nowej technologii produkcji wielkopowierzchniowych kolektorów słonecznych o wysokich parametrach technicznych oraz wydajnościowych”.

- Nabór NCBR – 3 konkurs Programu Badań Stosowanych pt. „Opracowanie nowej generacji hybrydowego kompaktowego kolektora słonecznego z bionicznym absorberem ciepła odpadowego” (akronim ENSOLTECH)”.

12.3. opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej

Wykonawca jako Spółka posiada wieloletnie doświadczenie w realizacji projektów z zakresu ogrzewania budynków. Ensol jest wykonawcą m in. Najnowocześniejszych instalacji z zakresu OZE i laureatem Złotego Instalatora za wykonanie szeregu modernizacji w systemach ciepłowniczych z wykorzystaniem kolektorów słonecznych i pomp ciepła – nagroda przyznawana przez Miesięcznik „Polski Instalator”. Pan Adrian, jako przedstawiciel Wykonawcy, ma stopień naukowy mgr inż. i rozpoczął przewód doktorski na Wydziale Metali Nieżelaznych AGH z Dyscypliny – Inżynieria Materiałowa.

Doświadczenie naukowe jako Uczestnik/Prelegent:

1. XXVI Wiosenne Spotkanie Ciepłowników, Zakopane 24-26/04/2019 r.

Prelegent w temacie: „OZE i magazyny ciepła w ciepłownictwie systemowym – Multisystemy Energetyczne”.

2. XXVII Sympozjum Naukowo – Techniczne Wiosenne Spotkanie Ciepłowników, Zakopane 13-15/07/2020 r.

Prelegent w temacie: „Wyzwania techniczne i innowacyjne rozwiązania w zakresie integracji ciepłej energii słonecznej z ciepłownictwem”.

Pan Adrian posiada wieloletnie doświadczenie w kierowaniu kadrą kierowniczą oraz zasobami ludzkimi od roku 1996. Ma duże doświadczenie techniczne i produkcyjne, pełni funkcje doradcze lub eksperckie w środowisku przemysłowym, technicznym i organizacyjnym w branży OZE. Kontynuuje dalszy rozwój osobisty związanym z pełnieniem funkcji doradcy lub eksperta na rynku światowym w środowisku przemysłowym, technicznym i organizacyjnym w branży OZE.

Pan Adrian otrzymał jako reprezentant Spółki ENSOL także kilka nagród za swoje osiągnięcia:

- Nagroda „Zielony czek” z Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Katowicach w kategorii Innowacje i Technologie
- Nagroda „Złoty Instalator” za opracowanie i wdrożenie kolektora hybrydowy słonecznych E-PVT przyznana przez Polską Korporację Techniki Sanitarnej, Grzewczej, Gazowej i Klimatyzacji.

12.4. *informacje o Zespole Projektowym*

Zespół projektowy tworzy szereg Specjalistów z zakresu źródeł odnawialnych i ciepłownictwa. Są nimi:

SOLID Solar Energy Systems GmbH, który reprezentują:

- dr Christian Holter - wziął udział w licznych projektach z zakresu rozwiązań systemu ciepłowniczego z wykorzystaniem OZE, m. in. jako główny Ekspert w projekcie Australijskim pt. „IEA SHC Zadanie 55 Integracja dużych systemów SHC z sieciami DHC” Budżet 277'558 €, okres realizacji: 2016-2020;
 - jako główny ekspert w projekcie pt. „IEA DHC Załącznik ST2: realizacja praktycznego systemu ogrzewania”, Budżet: 155'254 €, okres realizacji: 2018-2021;
 - jako główny naukowiec w projekcie pt. „SDH p2m” - SDHp2m to skrót od Solar District Heating (SDH) i działania od polityki do rynku. Projekt dotyczył absorpcji na rynku wyzwania dla szerszego wykorzystania systemów ciepłowniczych i chłodniczych (DHC) o wysokim udziale OZE, Budżet: 155'254 €, okres realizacji -2016-2018.

W 2019 Nagrodzony tytułem Mission Innovation Champion w Vancouver w Kanadzie „z osiągnięciami w zakresie rozwijania kreatywnych nowych pomysłów, które mogą napędzać tempo i skalę rewolucji.
- Mgr inż. Maria Moser – zdobyła cześcioletnie doświadczenie w zakresie magazynowania energii cieplnej, symulacji systemów OZE, w tym solarnych, analizy ciepłowniczej. Pełniła rolę głównego Kierownik w kilku projektach B+R, takich jak:
 - projekt australijski pt. „IEA ECES ANNEX 39 „Duży magazyn ciepła w wodzie dla systemów ciepłowniczych”, Budżet: 116'982 €, okres realizacji: 2020-2023, efekty projektu: Porównanie modeli symulacyjnych dla podziemnych magazynów energii cieplnej;
 - projekt pt. „Urban-DH-extended”, Budżet: 749'660 €, okres realizacji: 2016-2019, efekty projektu: Inteligentna integracja hydrauliczna komponentów długoterminowego magazynowania ciepła, (dużej) pompy ciepła i wielkoskalowych koncepcji instalacji solarnych dla trzech systemów ciepłowniczych” - Symulacja systemu BigSolar i projektowanie systemu;
 - projek pt. „giga-TES”, Budżet: 4'446'552 €, okres realizacji: 2018-2021, efekty projektu: nowatorskie materiały i komponenty oraz technologie konstrukcyjne dla magazynów energii cieplnej w skali giga” - symulacja systemu, projekt systemu, szczegółowa symulacja komponentów magazynu podziemnego;
- Mgr Sije Gorter - Zajmuje się rozwojem technicznym projektów solarnych, skupiających się na wdrażaniu systemów solarnych (w tym magazynowania sezonowego) do systemów zaopatrzenia w energię w sieciach przemysłowych i ciepłowniczych.

Ekspert naukowy w latach 2019-2020, Członek zespołu zarządzającego projektami w ramach projektów finansowanych ze środków UE dotyczących modelowania i digitalizacji systemów zrównoważonej energii (np. Solarna energia cieplna, PV, pompy ciepła). Ponadto dokonuje oceny istniejących systemów zaopatrzenia w energię i możliwości wdrożenia zrównoważonych rozwiązań energetycznych z poprawą efektywności energetycznej.

W latach 2017-2019 Kierownik projektu B+R w Andritz AG. Odpowiedzialny za techniczną i budżetową koordynację projektów badawczo-rozwojowych w dziale pomp. Projekt koncentrował się na inżynierii odwrotnej, rozwoju nowej hydrauliki, transferze wiedzy i rozwoju nowych wytrzymałych typów pomp. Odpowiedzialny za techniczne wydawanie ofert dotyczących pomp górniczych.

Uczestniczył w projektach takich jak:

- projekt pt „TherChem” w konsorcjum firm (BioEnergy2020 GmbH; Atres; Ing. Aigner Wasser-Wärme-Umwelt GmbH; S&H Umweltengineering Vertriebs GmbH; AAT Abwasser- und Abfalltechnik GmbH; WADI-Brauhaus AG; Universität für Bodenkultur Wien) – naukowiec rozwojowy . Budżet: 4695000 EUR, okres realizacji 2012-2014;

- projekt pt „Digital Energy Twin” w konsorcjum firm (AEE - Institut für Nachhaltige Technologien (kurz: AEE INTEC); AT & S Austria Technologie & Systemtechnik Aktiengesellschaft; ENERTEC Naftz & Partner GmbH & Co KG; Fachhochschule Salzburg GmbH; Fachhochschule Vorarlberg GmbH; Technische Universität Graz; Eberle Automatische Systeme GmbH & Co KG; Bravestone Information - Technology GmbH; Montanuniversität Leoben; ENEXSA GmbH; Schmoll Maschinen GmbH) – naukowiec rozwojowy . Budżet: 15.687.500 EUR, okres realizacji 2019-2023;

Grupa Ekoenergia sp. z o.o., którą reprezentują:

- Łukasz Starzec – posiada 16 letnie doświadczenia w projektowaniu, budowie, modernizacji oraz eksploatacji: urządzeń, systemów ciepłowniczych lub elektrociepłowniczych, instalacji odnawialnych źródeł energii. posiada wieloletnie doświadczenie zawodowe w dostarczaniu i rozwijaniu instalacji z zakresu Odnawialnych Źródeł Energi typu kolektory słoneczne, wykonaniu robót budowlanych a także inwestycji termomodernizacyjnych. Projekty w jakich brał udział to między innymi:

- projekt realizowany w konsorcjum z SWISS Contribution pt. „Budowa systemu energii odnawialnej – kolektory słoneczne w zakładach opieki zdrowotnej w ramach Szwajcarsko-Polskiego Programu Współpracy” Budżet 23 847 978 PLN, okres realizacji 06.2015-10.2016;

- projekt realizowany w konsorcjum w ramach RPO WM pt. „Poprawa bilansu energetycznego budynku Szpitala w Suchej Beskidzkiej poprzez modernizację źródła ciepła wraz z wymianą instalacji sanitarnej”. Budżet 7 429 840,57 PLN, okres realizacji 01.2018-08.2019;

- projekt realizowany w konsorcjum pt. „Poprawa Efektywności energetycznej Szpitala Wojewódzkiego im. Prymasa Kardynała S. Wyszyńskiego w Sieradzu poprzez wykorzystanie energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych dla Centrum Psychiatrycznego w Warcie w formule zaprojektuj i wybuduj” Budżet 7 199 928 PLN, okres realizacji 02.2018-01.2016;

- projekt realizowany jako Wykonawca pt. „Zaprojektowanie i wykonanie robót budowlanych – termomodernizacja budynków placówki szpitalnej w Dzierżanie Szpitala Specjalistycznego w Kościerzynie Sp. z o.o.” Budżet: 4 977 130,32 PLN, okres realizacji: 11.2015-09.2016;

- projekt realizowany jako Wykonawca pt. „Instalacja kolektorów słonecznych wraz z instalacją fotowoltaiczną”. Wykorzystanie OZE, poprzez montaż kolektorów słonecznych 174 m² i instalacji 202,98 kWp. Budżet: 2 367 545,59 PLN, okres realizacji: 06.2015-09.2015.

Pan Łukasz Starzec posiada wieloletnie doświadczenie z zakresu wykorzystania OZE, wykonania dokumentacji projektowej, wykonania termomodernizacji budynków oraz modernizację kotłowni oraz modernizację lokalnych węzłów cieplnych, montażem pomp ciepła oraz instalacją PV.

- Dariusz Nastarowicz - posiada doświadczenie zawodowe jako Członek Zarządu Spółki Grupa Ekoenergia Sp. z o. o. od 2020 roku, a także jako Wykonawca prac w okresie 2010-2020 w Immergas Polska Sp. z o. o. oraz w Henkel Polska Sp. z o. o. w okresie 2008-2010 roku., a także w Viessmann Sp. z o. o. w okresie 2000-2008 roku.

Pan Dariusz w swojej pracy zawodowej, dzięki pomyślnej realizacji projektów z branży paneli słonecznych a także modernizacji kotłowni doprowadził do uzyskania nagród takich jak:

2003r. – Tytuł i nagroda „Kotłownia roku 2002” – Koordynacja modernizacji Kotłowni wodnej gazowo olejowej o mocy 23,1 MW OPK Ozorków;

2008r. – Koordynacja projektu „Solarny Radogoszcz w Łodzi” – instalacja 24 000 m² kolektorów słonecznych.

CEGroup Sp. z o.o. Sp.k., który reprezentuje:

- dr hab. inż. Krzysztof Dębowski - posiada wieloletnie doświadczenie w zakresie projektowania, budowy, modernizacji i eksploatacji urządzeń i instalacji odnawialnych źródeł energii.
Pan Krzysztof wziął udział w wielu projektach badawczych, wśród których można wyszczególnić:
 - „Projekt instalacji odzysku ciepła z układu chłodzenia klimatyzacji grupowej w rejonie szybu III” w Kopalni Węgla Kamiennego „Wujek”;
 - „Budowa zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej wraz z zagospodarowaniem terenu i niezbędną infrastrukturą techniczną we Wrocławiu, w rejonie ul. Dolnobrzeskiej (dla czterech zadań inwestycyjnych Leśnica VI, VII, VIII, IX)” w zakresie m.in.: - sieci ciepłne; - przyłącza do budynków.
 - Projekt realizowany w ramach Politechniki Śląskiej, pt. „Zintegrowana platforma zarządzająca popytem i podażą energii w obszarze odbiorców końcowych”. Projekt B+R w ramach „Program Operacyjny Inteligentny Rozwój 2014-2020”. NCBiR nr POIR.01.02.00-00-0323/16, Budżet: 3 421 236.78 PLN, okres realizacji: 10.2017-03.2021

Jego doświadczenie pozwoliło na zdobycie szerokiego doświadczenia naukowego z tego zakresu i opublikowanie wielu czasopism naukowych i książek typu:

- Energetyka prosumencka. Konsolidacja problematyki społecznej, ekonomicznej i technicznej w aspekcie transformacji polskiego rynku energii elektrycznej. Monografia. Red. Jan Popczyk, Robert Kucęba, Krzysztof Dębowski, Waldemar Jędrzejczyk

Adres wydawniczy: Częstochowa : Wydaw. Wydziału Zarządzania Politechniki Częstochowskiej, 2017.

Opis fizyczny: s. 117-137, bibliogr. 5 poz., p-ISBN: 978-83-65951-16-8, Punktacja MNiSW: 20.000;

- Prosumenckie społeczeństwo a energetyka prosumencka - problemy wdrażania innowacyjnych ścieżek rozwoju OZE. Red.: Adam Bartoszek, Marcin Fice, Ewa Kurowska, Edyta Sierka.

Adres wydawniczy: Katowice : Uniwersytet Śląski, 2015. Opis fizyczny: s. 357-379, bibliogr. 5 poz., p-ISBN: 978-83-64261-67-1.

13. Lista skrótów i definicji

- **Lokal Mieszkalny** - jest to Lokal, przeznaczony i wykorzystywany do celów mieszkaniowych, bez pomieszczeń pomocniczych.

- **Lokal Użytkowy** - jest to Lokal przeznaczony i wykorzystywany do celów użytkowych, ale nie mieszkaniowych, bezpomieszczeń pomocniczych.

- **Magazyn Sezonowy** – jest to magazyn ciepła, w którym przechowywana jest energia w ilości równej lub większej średniej tygodniowej produkcji ciepła przez Demonstrator Technologii w czasie okresu grzewczego.

- **Odbiorca** - osoba korzystająca z ciepła użytkowego, ciepłej wody użytkowej.

- **Odbiorca Końcowy** - osoba fizyczna lub prawna lub jednostka organizacyjna posiadająca zdolność prawną, z którą Użytkownik zawarł odrębną umowę sprzedaży ciepła.

- **Powierzchnia Użytkowa** - rozmiar powierzchni lokali obliczany zgodnie z art. 1a ust. 1 pkt 5 Ustawy z 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych.

- **System Demonstracyjny** - wydzielony fragment lub całość systemu ciepłowniczego, który podlega modernizacji w ramach realizacji projektu Ciepłownia Przyszłości, wraz ze źródłami ciepła, systemem dystrybucji i odbiorami. System Demonstracyjny jest objęty jedną siecią dystrybucyjną zlokalizowaną w jednym geograficznie obszarze, oraz że w Systemie Demonstracyjnym musi istnieć co najmniej jedno wspólne źródło ciepła, które dostarcza ciepło do każdego odbiorcy. System Demonstracyjny oferuje usługę centralnego ogrzewania.

- **Demonstrator Technologii** - zmodernizowany System Demonstracyjny.

- **Użytkownik** - przedsiębiorstwo energetyki ciepłowniczej, które jest właścicielem/operatorem/dysponentem Systemu Demonstracyjnego.

- **Technologia** – wymagania związane z opracowaną Technologią, która zostanie zastosowana w Demonstratorze Technologii.

14. Bibliografia

- Tekst przepisów Taksonomii dostępny pod adresem: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0852&from=PL>
- Solar district heating and cooling: A review. Perez-Mora, N., Bava, F., Andersen, M., Bales, C., Lennermo, G., Nielsen, C., Furbo, S., Martínez-Moll, V. 2018, International Journal of Energy Research , (4) , 1419-1441
- Large-Scale Solar Heating and Cooling Systems in Europe. Goswami D.Y., Zhao Y. (eds), Dalenbäck JO. 2008, Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V).
- Solar district heating (SDH): technologies used in large scale SDH plants in Graz—operational experiences and further developments. Schubert, M., Holter, C., Soell, R. 2010, Proc. 12th Int. Symp. Dist. Heat. Cool., Tallinn,, 140–2

- Analysis of thermal efficiency of solar flat plate collector using twisted tape. Behura, A.K., Kumar, A., Todkari, V.C., Dwivedi, G., Gupta, H.K. 2021, Lecture Notes in Mechanical Engineering
- Effect of tube material on convective heat transfer of various nanofluids . Solangi, K. H.; Sharif, S.; Nizamani, Bilal 2020, JOURNAL OF THERMAL ANALYSIS AND CALORIMETRY
- Titanium diboride ceramics for solar thermal absorbers. Author links open overlay panel, ElisaSania, MarcoMeuccia, LucaMercatellia, AndreaBalbobc, ClaraMusad, RobertaLicherid, RobertoOrrùd, GiacomoCaod
- Investigating the effects of geometry in solar thermal absorber plates with micro-channels
- M.A. Oyinlola, G.S.F. Shire, R.W. Moss, 2015, International Journal of Heat and Mass Transfer,
- Thermal analysis of novel minichannel-based solar flat-plate collector . Khamis Mansour, 2013, Energy
- Optical properties and thermal stability of solar selective absorbers based on Co–Al₂O₃ cermets Ali Abdolazadeh Ziabari, A. Bagheri Khatibani, 2017, Chinese Journal of Physics,

15. Załączniki

Model numeryczny Demonstratora Technologii:

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