

*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

***Innowacyjny system ciepłowniczy oparty o pompy ciepła i sezonowe magazyny ciepła zasilany z instalacji PV***

***Konsorcjum: Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej, F.H.U Urządzenia Chłodnicze Marek Czamara, Politechniką Krakowską im. Tadeusza Kościuszki***

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

## Spis treści

Spis treści.....	2
Streszczenie .....	4
1 Wstęp.....	5
1.1 Opis problemu badawczego .....	5
1.2 Opis opracowanej Technologii Ciepłowni Przeszłości.....	9
2 Lokalizacja Demonstratora Technologii .....	10
2.1 Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej .....	12
3 Projektowanie Technologii Ciepłowni Przyszłości.....	14
3.1 Wnioski dot. modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS ...	14
3.2 Wnioski dot. osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych.....	15
4 Analiza kosztów ciepła – LCOH.....	15
5 Uwarunkowania formalno-prawne dot. Technologii Ciepłowni Przyszłości.....	18
5.1 Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora .....	18
5.2 Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Ciepłowni Przyszłości .....	19
5.3 Europejski Zielony Ład (EU Green Deal).....	19
5.4 Dyrektywa RED II .....	20
5.5 Dyrektywa EED .....	21
5.6 System EU ETS, handlu uprawnieniami do emisji CO2 .....	23

5.7	Taksonomia klimatyczna .....	24
5.8	Podsumowanie .....	25
6	Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii .....	26
7	Skalowalność i replikowalność Technologii Ciepłownia Przyszłości .....	27
7.1	Skalowalność .....	27
7.2	Replikowalność .....	28
7.3	Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła... ..	29
8	Obliczenia (PK+IBS).....	32
8.1	Obliczenia TRNSYS .....	34
8.2	Obliczenia LCOH.....	38
9	Bezpieczeństwo .....	39
10	Dane Wykonawcy .....	40
10.1	Dane adresowe oraz rejestrowe .....	40
10.2	Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej .....	41
10.3	Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej.....	44
10.4	Informacje o Zespole Projektowym .....	45
11	Załączniki .....	50

## Streszczenie

*W niniejszym raporcie przedstawiono wyniki analiz nad budową systemu zasilającego w ciepło około 10 budynków mieszkalnych z Innowacyjnego systemu ciepłowniczego opartego o pompy ciepła i sezonowe magazyny ciepła zasilanego z instalacji fotowoltaicznej. Celem tego systemu jest dostarczanie nie mniej niż 80% ciepła wytwarzanego ze źródła OZE. Konsorcjum opracowało taki system, którego głównymi składnikami są: instalacja ogniw fotowoltaicznych wytwarzających energię elektryczną, pompy ciepła zasilane z ogniw fotowoltaicznych oraz sezonowy magazyn ciepła. Wszystkie zastosowane elementy są znanymi elementem dostępnymi na rynku. Połączenie tych elementów w jeden spójny system pracujący efektywnie technicznie i ekonomicznie wymagał jednak przeprowadzanie szeregu badań i analiz. Analizom podlegały między innymi wielkości poszczególnych urządzeń oraz ich charakterystyki. Jednym z najważniejszych elementów prac badawczych było opracowanie sposobu zarządzania tym systemem. Dzięki zebraniu konsorcjum posiadającego doświadczenie w zakresie budowy i wykorzystania nowoczesnych systemów OZE (F.H.U Urządzenia Chłodnicze Marek Czamara) oraz wiedzy z zakresu modelowania matematycznego, optymalizacji, ciepłownictwa i nowoczesnych systemów energetycznych (Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki, Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej) zaproponowano nowoczesną instalację dostarczającą ciepło OZE w sposób bezpieczny. Należy zwrócić szczególną uwagę, że takie systemy są prawie niezależne od dostaw paliw w tym z zagranicy oraz cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.*

# 1 Wstęp

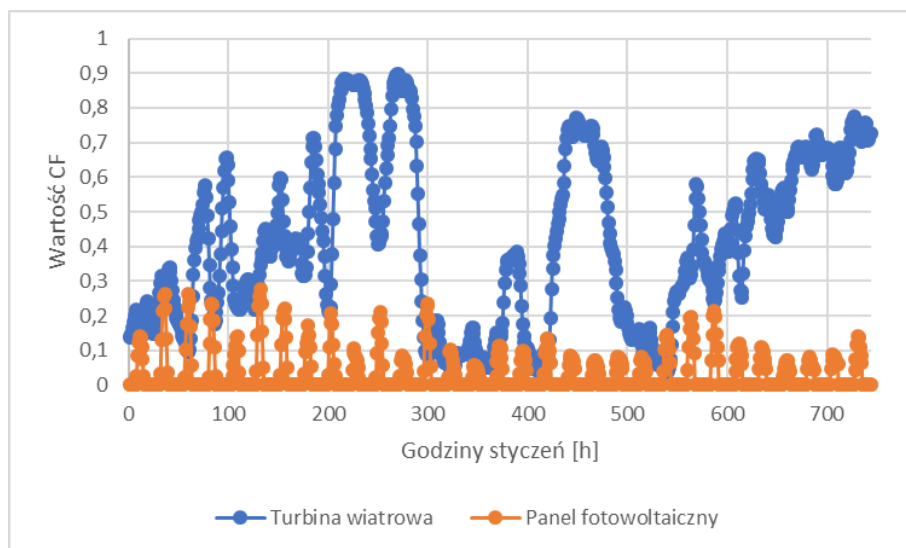
## 1.1 Opis problemu badawczego

Problemem badawczym podjętym przez wykonawcę było opracowanie technologii pozwalającej na stabilną produkcję ciepła ze źródeł odnawialnych w udziale powyżej 80% w ciągu roku na potrzeby lokalnych społeczności. Opracowana technologia musiała być dostosowana do uwarunkowań (klimatycznych i technicznych) panujących w naszym kraju.

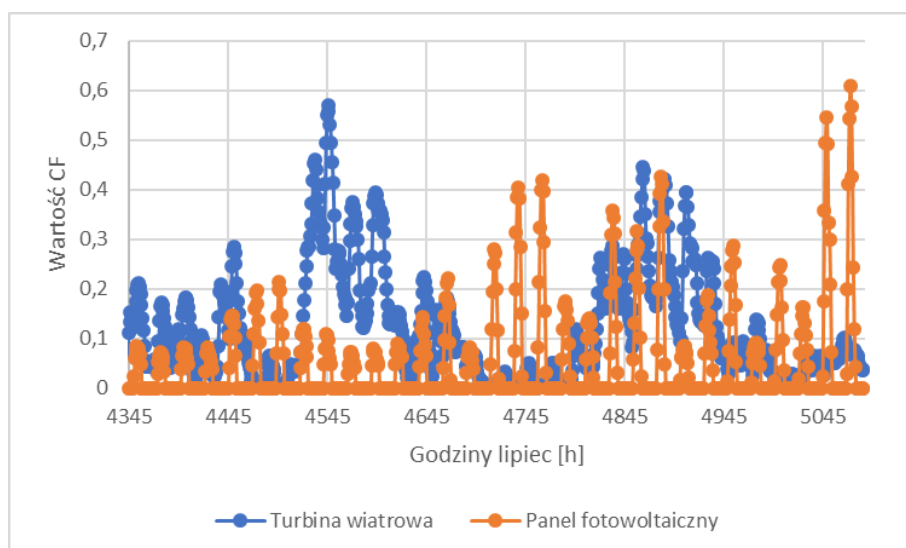
Jak wiadomo warunki klimatyczne panujące w Polsce utrudniają łatwe i bezpośrednie korzystanie ze źródeł odnawialnych (w szczególności źródeł pogodowo zależnych) do zaspokajania potrzeb ciepłowniczych. Podstawowe źródła energii odnawialnej tj. energetyka słoneczna oraz wiatrowa wykazują się bowiem dużą dynamiką zmian obciążenia w ciągu roku. Dynamikę tę można obserwować zarówno w okresach krótkoterminowych tj. dobowych jak również w okresach sezonowych. Dodatkowo podaż energii ze źródeł odnawialnych przesunięta jest w czasie z jej popytem.

Często analizę mocy produkowanej przez pogodowo zależne źródła OZE można rozpatrywać poprzez analizę przebiegów w czasie współczynników obciążenia tzw. CF (capacity factor – CF) dla tych źródeł. Parametr ten jest definiowany jako rzeczywista produkcja energii elektrycznej w danym okresie czasu podzielona przez ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w tym samym czasie w przypadku pracy źródła z mocą nominalną.

Zgodnie z dostępnymi danymi publikowanymi np. na stronach Komisji Europejskiej (<https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset>) można stwierdzić, że występuje duża zmienność wartości współczynnika CF dla źródeł OZE dla warunków polskich w okresach dobowych jak i miesięcznych. Na poniższych wykresach rys.1.1, rys.1.2 przedstawiono dla przykładu przebieg wartości współczynnika CF dla turbiny wiatrowej oraz paneli fotowoltaicznych dla stycznia oraz lipca.



Rysunek 1.1. Przebieg wartości współczynnika CF dla turbiny wiatrowej oraz paneli fotowoltaicznych dla stycznia analizowanego roku



Rysunek 1.2. Przebieg wartości współczynnika CF dla turbiny wiatrowej oraz paneli fotowoltaicznych dla lipca analizowanego roku

Przedstawione na powyższych wykresach dane potwierdzają dużą dynamikę zmian wartości współczynnika CF w czasie dla obydwu analizowanych źródeł energii. Można również zauważyć, że wartość współczynnika CF dla turbiny wiatrowej jest średnio zdecydowanie wyższa w styczniu niż w lipcu. W przypadku wartości tego współczynnika dla paneli fotowoltaicznych sytuacja jest odwrotna.

W poniższej tabeli 1.1 oraz na rysunkach (rys.1.3, rys.1.4) przedstawiono wartości miesięcznych sum godzinowych współczynnika CF dla obydwu analizowanych źródeł energii.

Tabela 1.1. Wartości sum godzinowych współczynnika CF dla poszczególnych miesięcy dla obydwu analizowanych źródeł energii

Miesiąc	Suma godzinowych wartości Capacity Factor dla turbiny wiatrowej	Średnia godzinowych wartości Capacity Factor dla turbiny wiatrowej	Suma godzinowych wartości Capacity Factor dla paneli fotowoltaicznych	Średnia godzinowych wartości Capacity Factor dla paneli fotowoltaicznych
1	304,89	0,4098	24,27	0,0326
2	199,71	0,297	50,87	0,0757
3	189,38	0,254	83,68	0,1124
4	120,61	0,167	98,92	0,137
5	153,43	0,206	107,2	0,144
6	92,6	0,128	113,63	0,1578
7	89,6	0,12	126,72	0,1703
8	103,77	0,139	102,44	0,137
9	108,23	0,15	93,61	0,13
10	129,16	0,173	65,99	0,088
11	137,76	0,191	28,44	0,038
12	280,23	0,376	20,85	0,028

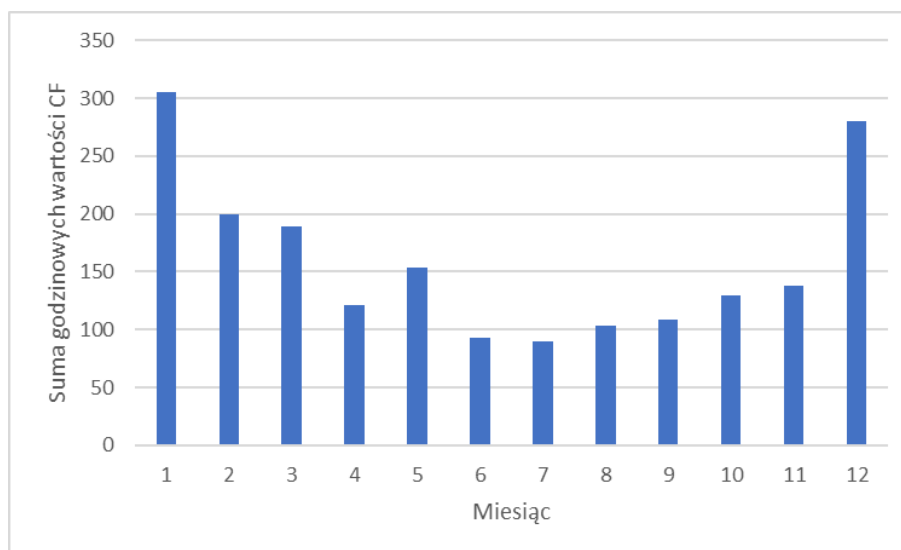


Tabela 1.2. Rozkład w ciągu roku sumy godzinowych wartości Capacity Factor dla turbiny wiatrowej

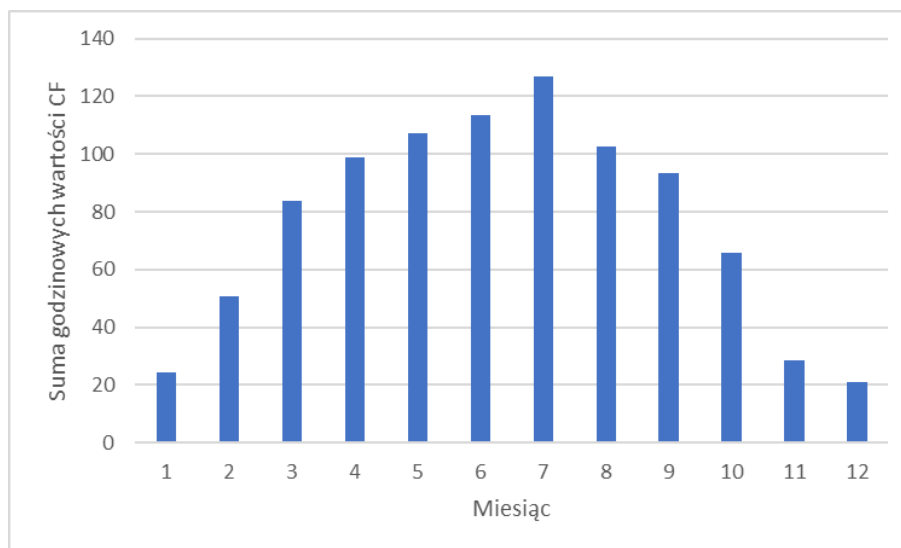


Tabela 1.3. Rozkład w ciągu roku sumy godzinowych wartości Capacity Factor dla paneli fotowoltaicznych

Przedstawione na powyższych wykresach dane pokazują:

- wyższą wartość współczynnika CF dla miesięcy zimowych w przypadku turbiny wiatrowej oraz niższe wartości w okresie letnim;
- wyższą wartość współczynnika CF dla miesięcy letnich w przypadku paneli PV oraz niższe wartości w okresie zimowym.

Jak wiadomo niezależnie od podaży energii z pogodowo zależnych źródeł OZE, zapotrzebowanie na ciepło w warunkach Polskich występuje głównie w okresie miesięcy jesiennych i zimowych. Nastręcza to problemów niedopasowania czasowego podaży i popytu energii.

Dodatkowo obecne systemy ciepłownicze projektowane były do współpracy z konwencjonalnymi źródłami ciepła tj. pozwalającymi na zasilanie ich ciepłem wysokotemperaturowym. Źródła odnawialne dla podwyższenia sprawności swojego działania raczej preferują współpracę z odbiornikami niskotemperaturowymi.

Powyższe okoliczności tworzą wyzwania technologiczne, z którymi wykonawcy projektu musieli się mierzyć. Do wyzwań tych można zatem zaliczyć:

- niedopasowanie czasowe podaży energii ze źródeł OZE z popytem na tą energię do produkcji ciepła;
- preferowaną wysokotemperaturowość obecnych systemów ciepłowniczych;
- ograniczoną podaż terenu pod zabudowę źródeł OZE w warunkach infrastruktury miejskiej.



*W celu odpowiedzi na sformułowane wyzwania technologiczne oraz w celu rozwiązania postawionego problemu badawczego wykonawcy zrealizowali szereg prac badawczych o charakterze koncepcyjnym i obliczeniowym. Prac były realizowane dla zmiennych:*

- konfiguracji szczegółowych instalacji tworzącej opracowaną technologię;*
- parametrów konstrukcyjnych i operacyjnych elementów wchodzących w skład opracowanej technologii (panele PV, pompy ciepła, magazyny ciepła).*

*W ich wyników zaproponowana została ostateczna konfiguracja opracowanej technologii oraz zdefiniowane zostały komponenty wchodzące w jej skład. Dodatkowo opracowano sposób sterowania instalacją w reakcji na bieżące, zmienne warunki klimatyczne oraz stan zapotrzebowania na ciepło odbiorcy.*

## *1.2 Opis opracowanej Technologii Ciepłowni Przeszłości*

*Konsorcjum opracowało Innowacyjny system ciepłowniczy oparty o pompy ciepła i sezonowe magazyny ciepła zasilany z instalacji PV. Koncepcja systemu polega na tym aby instalacje PV zasilają pompę ciepła. Pompa ciepła przetwarza ciepło niskotemperaturowe pozyskiwane z odwiertów w ziemi o głębokości 100 – 150 m na ciepło możliwe do wprowadzenie do systemu ciepłowniczego. Charakterystyka pracy instalacji słonecznych jest taka, że większość energii generowana jest w okresie letnim a charakterystyka zapotrzebowania ciepłowniczego jest taka, że większość zapotrzebowania na ciepło jest w okresie zimowym. Powoduje to, że jest konieczność „przeniesienia” części produkcji energii z okresu letniego na zimowy. Do tego celu zostały zaproponowane magazyny sezonowe. Zaproponowana konstrukcja magazynu sezonowego to wielokomorowe magazyny, w których gromadzona jest gorąca woda. Dzięki temu unika się problemu stratyfikacji lub braku stratyfikacji w magazynie. W magazynach wodnych większość strat jakie występują wynika z wymiany ciepła między warstwami a nie na zewnątrz.*

*Jedynym nośnikiem zasilającym system jest energia elektryczna. Zakłada się, że większość energii potrzebnej do napędu pomp ciepła będzie pochodziła z instalacji PV. Praca pomp ciepła w okresie letnim będzie wynikała głównie z dostępności energii elektrycznej generowanej przez PV.*

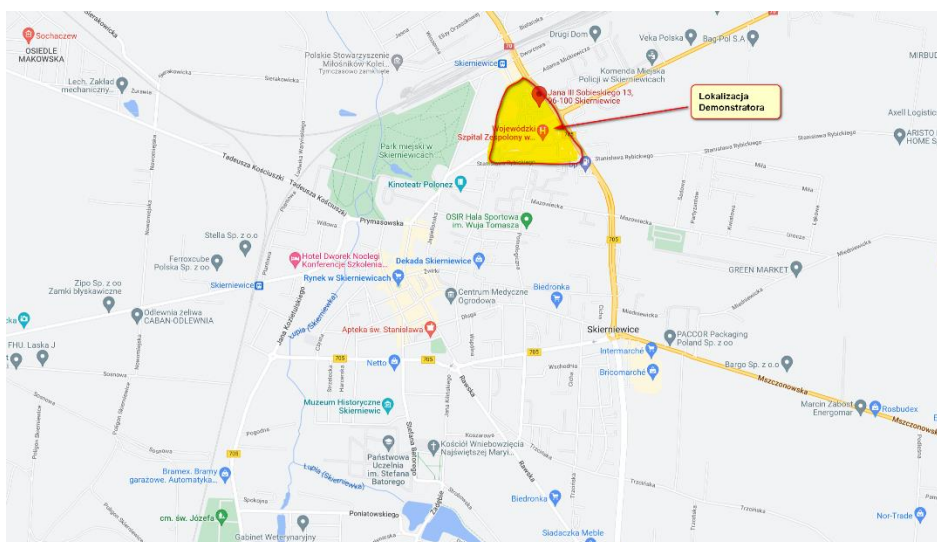
*Zakład się budowę systemu ciepłowniczego niskotemperaturowego, tj. na poziomie około 65°C. Taka temperatura pozwala w sposób łatwy technicznie zaopatrywać budynki w ciepłą wodę użytkową i pozwala stosować jednostopniowe pompy ciepła dzięki czemu uzyskuje się wysokie wskaźniki COP.*

Minusem tego rozwiązania jest to, że instalacja CO musi być przystosowana do niskich parametrów. W związku z tym w projekcie zakłada się wymianę grzejników w ogrzewanych pomieszczeniach dzięki czemu uzyska się możliwość zasilania budynków wodą o temperaturze około 60°C.

Dzięki zastosowaniu odwiertów w ziemi na głębokość około 150 m uzyska się stałą temperaturę tzw. źródła dolnego na poziomie kilkunastu stopni. Rozwiązanie takie pozwoli na stałą wydajność (COP) zastosowanych pomp ciepła nawet przy najmniejszych temperaturach zewnętrznych.

## 2 Lokalizacja Demonstratora Technologii

Demonstrator zostanie zlokalizowany w mieście Skierniewice, które liczba ludności wg GUS „Rocznik Demograficzny 2020” wynosi w roku 2019 48089 osób. Poglądowo lokalizację demonstratora przedstawiono na mapie na rysunku 2.1.



Rysunek 2.1 Poglądowa mapa z zaznaczeniem lokalizacji Demonstratora (źródło: <https://www.google.pl/maps>)

System demonstracyjny będzie stanowiło 10 budynków obecnie zasilanych z:

- *dziewięć* budynków z węzła grupowego zlokalizowanego w budynku danej kotłowni przy budynku Sobieskiego 13.
- *jeden* budynek (Sobieskiego 13a) bezpośrednio z sieci ciepłowniczej wysokoparametrowej (dawnej też zasilany z węzła grupowego)

Oznacza to, że obecnie 100% ciepła dostarczanego do budynków (ciepło na cele grzewcze i ciepło na podgrzanie ciepłej wody użytkowej) pochodzi z Miejskiego Systemu Ciepłowniczego w Skierniewicach. Miejski System Ciepłowniczy w Skierniewicach ma długość 48,12 km i dostarcza ciepło do lokali o łącznej powierzchni 578 000 m<sup>2</sup>. Demonstrator będzie dostarczał ciepło do lokali użytkowych o powierzchni 15.899 m<sup>2</sup>, co stanowi około 2,7% całego systemu ciepłowniczego.

Obecnie system ciepłowniczy zasilany jest z 4 kotłów typu WR opalanych węglem kamiennym z możliwością współspalania biomasy. Obecnie realizowana jest inwestycja budowy silników gazowych – układu kogeneracyjnego.

W tabeli 2.1 zestawiono podstawowe informacje o budynkach zasilanych z demonstratora a w tym: adresy budynków, powierzchnie użytkowe lokali mieszkalnych oraz powierzchnie całkowite. Dane te zostały potwierdzone w załączonych do wyników Etapu 1 odpowiednich wniosków odbiorców o zamówienie mocy cieplnej.

Tabela 2.1 Zestawienie budynków planowanych do zasilania z Demonstrator technologii

Lp	Adres budynku	mieszkanie (m) usługa (u)	Powierzchnia użytkowa Lokali mieszkalnego [m <sup>2</sup> ]	Powierzchnia całkowita (mieszkalna + użytkowa) [m <sup>2</sup> ]
1	Sobieskiego 5	m	1 161	1 161
2	Sobieskiego 13	m	1 912	1 912
3	Sobieskiego 7	m	2 704	2 704
4	Sobieskiego 7 a	m	2 704	2 704
5	Sobieskiego 11 a	m	2 505	2 505
6	Sobieskiego 11	m	752	752
7	Sobieskiego 9	m	754	754
8	Sobieskiego 13a	M	1 918	1 918
	<b>Lelewela 2</b>	U		489
	Sobieskiego 5a	U		1 000
	<b>Razem</b>		<b>14 410</b>	<b>15 899</b>

Zgodnie z oświadczeniami administratorów budynków wszystkie budynki zostały oddane do eksploatacji przed 1 stycznia 2014.

Obecnie system zasilany jest z sieci ciepłowniczej wysokoparametrowej, w której temperatura zasilania w warunkach obliczeniowych wynosi 115/80°C a w okresie letnim 65/40°C.

## 2.1 Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej

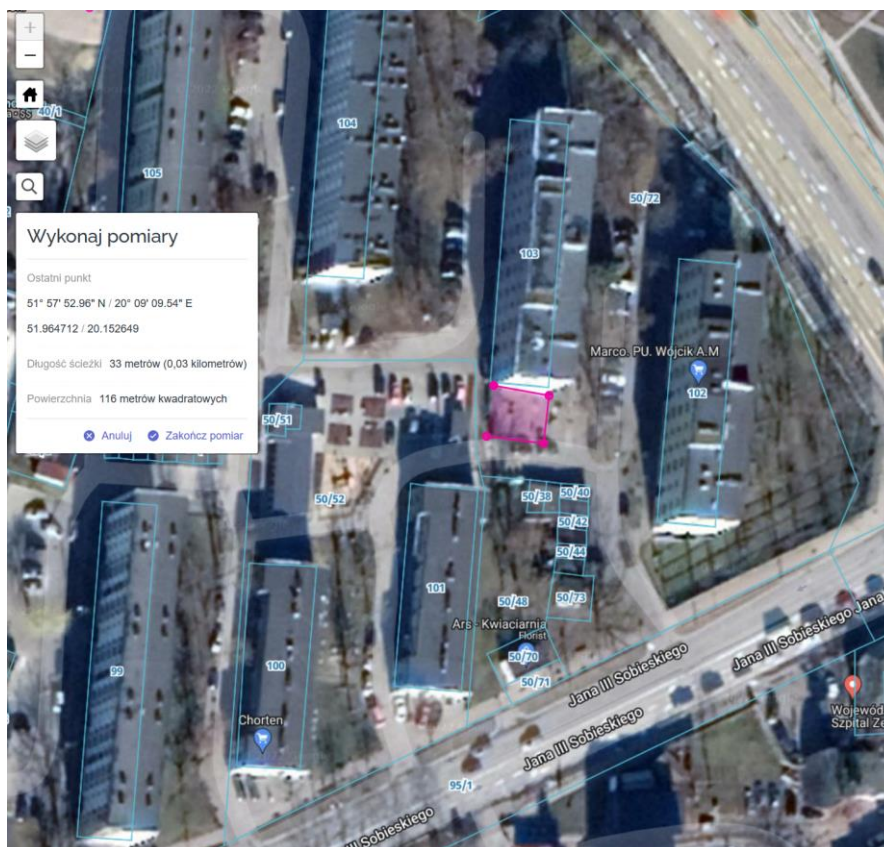
System ciepłowniczy miasta Skierniewice zasilany jest z centralnego źródła ciepła wyposażonego w 4 kotłów typu WR opalanych węglem kamiennym z możliwością współspalania biomasy. Obecnie realizowana jest inwestycja polegająca na budowy układu kogeneracyjnego w którym będą wykorzystywane silniki tłokowe.

Obecnie system zasilany jest z sieci ciepłowniczej wysokoparametrowej, w której temperatura zasilania w warunkach obliczeniowych wynosi 115/80°C a w okresie letnim 65/40°C.

Budowa Demonstratora będzie polegała na wydzieleniu istniejącego węzła grupowego i budowie źródła ciepła zasilającego tą grupę budynków. Oznacza to, że system dystrybucji ciepła Demonstratora będzie opierał się na istniejącej infrastrukturze ciepłowniczej. Istotnym elementem jaki zostanie zmodernizowany to budowa przyłącza budynku Sobieskiego 13a do nowego źródła ciepła.

System ciepłowniczy niskoparametrowy (rozprowadzający ciepło z węzła grupowego do budynków) jest dwu rurowy. Instalacje odbiorcze w budynkach zasilane są bezpośrednio z sieci niskoparametrowej poprzez układ regulacji. Na cele wytwarzania ciepłej wody użytkowej w każdym z budynków zlokalizowany jest węzeł ciepłowniczy. Oznacza to, że do budynków musi być dostarczana woda o parametrach nie mniejszych niż 60°C. W budynku Sobieskiego 13a który obecnie jest zasilany bezpośrednio z sieci wysokoparametrowej będzie musiał być zmodernizowany węzeł ciepłowniczy. Planowana jest przeróbka instalacji odbiorczej CO bez ingerencji w instalację odbiorczą cwu.

Źródło ciepła zostanie zlokalizowane w budynku obecnego węzła grupowego. Węzeł grupowy mieści się w dawnej kotłowni węglowej zasilającej te budynki w ciepło w piwnicy przy budynku Sobieskiego 13a. Poglądową lokalizację przedstawiono na rysunku 2.2.



Rysunek 2.2 Poglądowa lokalizacja budynku źródła ciepła dla Demonstratora ciepła, gdzie znajduje się obecny węzeł grupowy

*Pomieszczenie to jest na tyle duże, że pozwala na lokalizację wszystkich urządzeń zaplanowanych do budowy w nowym źródle ciepła oraz pozostawienie istniejącego węzła grupowego. Planowane jest pozostawienie połączenia systemu Demonstratora z miejskim systemem ciepłowniczym tak, aby zwiększyć bezpieczeństwo zasilania odbiorców. Konieczność lokalizacji dużej liczby urządzeń w tym budynku będzie wymagało przeróbki instalacji w celu uporządkowania. Konsorcjum przewidziało odpowiednie środki na ten cel.*

*Jest to bardzo dogodna lokalizacja, ponieważ umożliwia łatwy transport urządzeń do pomieszczenia. Pomieszczenie wymaga remontu w związku z tym będzie wykonana modernizacja stropu, w tym zostanie przewidziana możliwość transportu pionowego dużych urządzeń.*

*Układy PV oraz magazyny ciepła będą zupełnie nowymi instalacjami nie wykorzystującymi istniejącej infrastruktury.*

### 3 Projektowanie Technologii Ciepłowni Przyszłości

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

*Komputerowe wspomaganie projektowania instalacji opartych na źródłach OZE oraz symulacji ich dynamicznego działania stanowi obecnie istotny aspekt badań. Najważniejszymi zaletami zastosowania oprogramowania TRNSYS podczas tworzenia modelu numerycznego demonstratora technologii ciepłowni przyszłości jest:*

- *możliwość przeprowadzania obliczeń, które charakteryzują się dużą dokładnością,*
- *możliwość przeprowadzania obliczeń dla różnych scenariuszy przy użyciu rzeczywistych danych pomiarowych,*
- *możliwość zmiany elementów składowych instalacji oraz optymalizacji ich parametrów pracy.*

*Wiarygodność tego typu obliczeń numerycznych, szczególnie opartych na symulacjach dynamicznych, jest bardzo wysoka i charakteryzuje się wysokim stopniem odwzorowania rzeczywistości. Zastosowanie na etapie projektowania instalacji może istotnie pomóc w wyłapywaniu i eliminacji potencjalnych błędów i problemów, a w konsekwencji pozwoli zapewnić długotrwałą eksploatację instalacji ciepłowniczej. W celu oceny wiarygodności wyników przeprowadzonych obliczeń należy określić błędy występujące w procesie modelowania. Uzyskane wyniki należy poddać walidacji. Jakość uzyskanych wyników w dużej mierze zależy będzie od jakości danych wprowadzonych do systemu. Ponadto należy uwzględnić błędy wpływające na jakość opracowanego modelu numerycznego, w tym błąd wartości przyjętych współczynników, błąd zaokrągleń, itd.*

*Podczas opracowywania modelu numerycznego demonstratora technologii, poza wymienionymi powyżej zaletami, zaobserwowano wiele wad programu TRNSYS. Do największych wad oprogramowania należą:*

- *Archaiczny, nieintuicyjny interfejs, który utrudnia opracowywanie modelu oraz analizę wyników,*
- *Słabe wsparcie producenta,*
- *Uboga, często nieaktualna dokumentacja techniczna,*
- *Znikoma dostępność dokumentacji, podręczników, poradników itp. ,*



- *Błędy w komponentach (np. jednostki),*
- *Niezrozumiałe ograniczenia poszczególnych elementów (np. możliwość zastosowania tylko jednego elementu danego typu),*
- *Niestabilność obliczeń (zależność od kolejności ustawienia elementów, wrażliwość na niewielkie zmiany parametrów itp.),*
- *Niezrozumiałe komunikaty o błędach, które nie umożliwiają diagnostyki problemu.*

### *3.2 Wnioski dot. osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych*

*Konsorcjum spełniło wszystkie wymagania obligatoryjne i konkursowe. Najtrudniejszym warunkiem było wykonanie modelu TRNSYS. Oprogramowanie okazało się znacznie trudniejsze w użytkowaniu od innych tego typu narzędzi. Zespoły Politechniki Krakowskiej i IBS mają doświadczenie w używaniu wielu różnych środowisk modelowania a mimo to nastąpiło to mnóstwo kłopotów z zamodelowaniem zakładanej pracy instalacji. Jakość modelu miała istotny wpływ na pozostałe wyniki tj. np. na wartość LCOH. Niedoskonałość modelowania spowodowała, że uzyskano znacznie większą ilość energii elektrycznej niezbędną do kupienia względem tego jak zakładano.*

## *4 Analiza kosztów ciepła – LCOH*

*Analiza kosztów LCOH została wykonana zgodnie z wytycznymi konkursu. Całość analizy została wykonana przy wykorzystaniu arkusza kalkulacyjnego przygotowanego przez NCBiR.*

*W celu wykonania obliczeń niezbędne było określenie kosztów inwestycyjnych i operacyjnych. Całość nakładów inwestycyjnych została oszacowana zgodnie z dostępną najlepszą wiedzą. Wycenę ważniejszych elementów systemu takich jak pompy ciepła wykonano o wstępne oferty pozyskane od dostawców. Szczegółowe wyceny poszczególnych elementów wraz z rozłożeniem w czasie zamieszczono w Harmonogramie rzeczowo finansowym. Na rysunku 4.1. przedstawiono strukturę kosztów inwestycyjnych.*

## Struktura kosztów inwestycyjnych (mln. PLN)

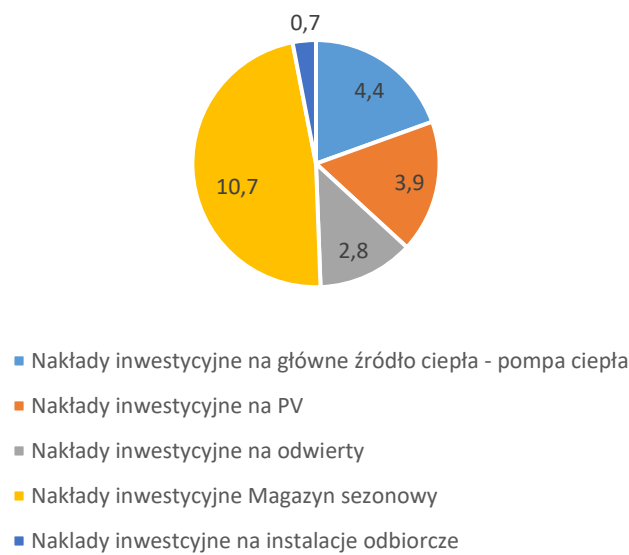


Tabela 4.1. Struktura planowanych kosztów inwestycyjnych do poniesienia na budowę demonstratora

Druga część nakładów to nakłady operacyjne. Główne elementy nakładów operacyjnych to:

- *Naprawy i remonty*
- *Koszty nośników energii*
- *Koszty obsługi i serwisu*

Wartości napraw i remontów wykonano w oparciu o typowe wartości procentowe odniesione do oszacowanych elementów inwestycyjnych.

Koszty nośników energii w tym w szczególności energii elektrycznej kupowanej i sprzedawanej w poszczególnych godzinach zostały oszacowane na podstawie:

- *Ilości tej energii wynikające ze szczegółowego procesu modelowania, dzięki któremu zostały określone ilości energii z krokiem 7,5 min.*
- *Ceny jednostkowe zostały określone przez NCBiR w dostarczonym arkuszu.*

Koszty obsługi systemu zostały oszacowane ryczałtowo jako wartość roczna obsługi systemu. Zgodnie z sadami konkursu Konsorcjum ma obowiązek zapewnić serwis gwarancyjny instalacji przez okres 2 lat prowadzenia badań w 3 etapie konkursu. W związku z tym koszty utrzymania i prowadzenie instalacji przez okres dwóch pierwszych lat zostały wliczone do kosztów inwestycyjnych. W latach eksploatacji 3 – 25 przyjęto ryczałtową stawkę za serwis prowadzenia instalacji.

Rozkład w czasie kosztów operacyjnych przedstawiono na rysunku 4.2.



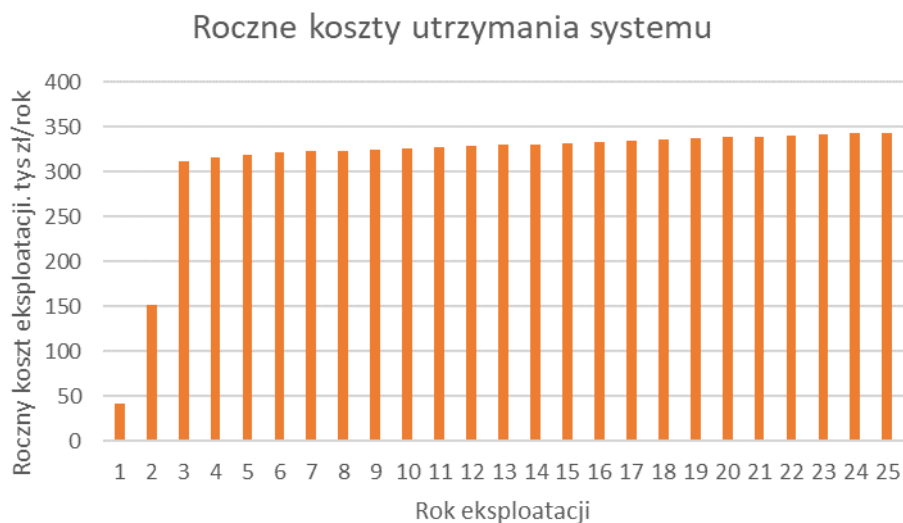
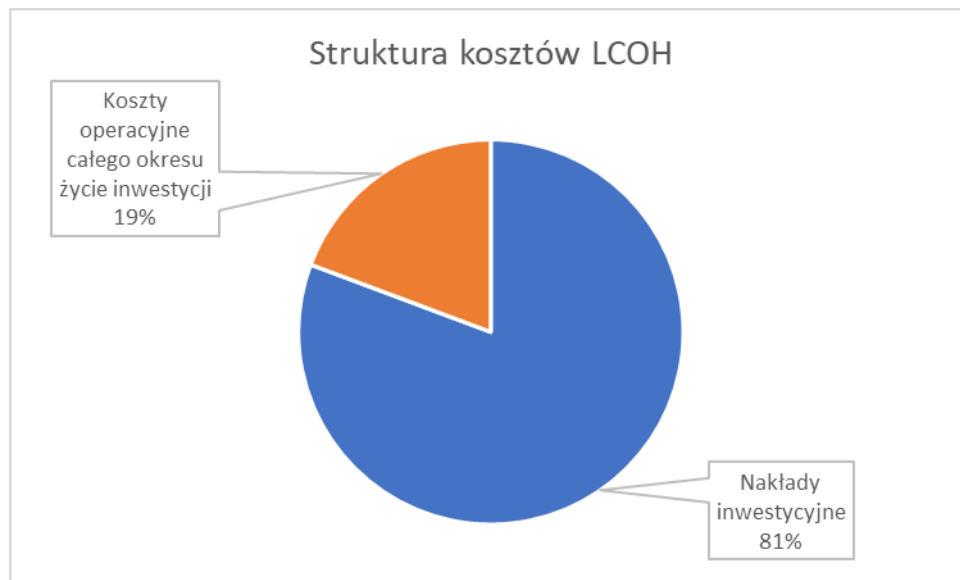


Tabela 4.2. Rozkład w czasie kosztów operacyjnych

Na rysunku 4.3 przedstawiono strukturę kosztów tworzących wartość LCOH. Jest to suma kosztów zdyskontowanych z całego okresu życia inwestycji w podziale na koszty inwestycyjne i koszty operacyjne. Widać, że około  $\frac{3}{4}$  kosztów LCOH są to koszty inwestycyjne. W związku z tym kluczowym czynnikiem w optymalizacji kosztów jest optymalizacja nakładów inwestycyjnych. W przedstawionych obliczeniach konkursowych należy zauważyć, że koszty inwestycyjne nie są optymalne. Np. konieczność spełnienia bardzo konkretnych warunków co do wieku budynków, wielkości demonstratora czy nawet udziału powierzchni całkowitej do mieszkalnej spowodowało, że lokalizacja demonstratora nie jest dobrana w sposób optymalny.

Kolejnym istotnym czynnikiem mogącym znacznie wpłynąć na wartość LCOH to koszt samego magazynu sezonowego. Należy zauważyć, że koszt samego magazynu to około 40% wartości inwestycji. Silnie wpływającym parametrem na wielkość magazynu jest minimalna wielkość energii OZE jaka musi być pozyskana. Obniżenie tej wartości może bardzo pozytywnie wpłynąć na koszty ciepła.

Należy również zauważyć, że konieczność spełnienia warunku 80% ciepła z OZE powoduje, że większość ciepła musi być pokrywana z drogiej inwestycyjnie instalacji. Charakter odbioru ciepłowniczego powoduje to, że stopień wykorzystania takiej instalacji jest niewielki. Wszelkie analizy ekonomiczne wykazują, że kluczem do rentowności inwestycji wysokokapitałowych jest duży stopień wykorzystania majątku. W związku z tym dodanie rozwiązań szczytowych np. dosilanie w szczytach zapotrzebowania z sieci ciepłowniczej (co jest zabronione w regulaminie konkursu) może obniżyć LCOH dla ciepła z takiego systemu ciepłowniczego.



Rysunek 4.3. Struktura zdyskontowanych kosztów tworzących wartość LCOH

## 5 Uwarunkowania formalno-prawne dot. Technologii Ciepłowni Przyszłości

### 5.1 Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

Do głównych barier prawno-administracyjnych ustalonych na przykładzie demonstratora technologii należy zaliczyć następujące kwestie:

- *prawa własności w kontekście budowy instalacji PV;*
- *prawa własności gruntów, na których realizowane mają być odwierty stanowiące dolne źródło ciepła dla pompy ciepła;*
- *możliwości wyprowadzenia mocy elektrycznej do sieci elektroenergetycznej – ograniczenia wynikające z możliwości przyłączenia instalacji wytwórczej do sieci;*
- *ograniczenia wynikające z miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP), które mogą wprowadzać ograniczenia np. na maksymalną dopuszczalną moc instalacji PV, lub eliminowanie pewnych technologii np. turbin wiatrowych.*
- *długotrwałe procedury oraz możliwość wielokrotnego ich blokowania przez strony uczestniczące w postępowaniach (właściciele gruntów)*
- *uzyskanie pozwoleń budowlanych niezbędnych do realizacji inwestycji*
- *obowiązek uwzględnienia przez inwestora wymagań z zakresu ustawy o ochronie środowiska na obszarze prowadzonych prac*

- obowiązek uwzględnienia przez inwestora wymagań z zakresu ustawy o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami na obszarze prowadzonych prac
- obowiązek uwzględnienia przez inwestora wymagań z zakresu ustawy prawo geologiczne i górnicze na obszarze prowadzonych prac
- zgoda zarządcy infrastruktury komunalnej (ciepłowniczej) na wydzielenie części sieci do wykorzystania jej do projektowanego systemu

Istotnym elementem mogącym utrudniać budowę są zapisy MPZP. Kilka lat temu moce PV na poziomie 100 kW stanowiły duże instalacje. Obecnie tego typu instalacje są relatywnie niedużymi instalacjami nie mającym wpływu na mieszkańców. Istnienie zapisów ograniczających wielkość takich instalacji może znaleźć się w wielu MPZP.

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

Opracowana technologia pozwala na stabilną produkcję ciepła ze źródeł odnawialnych w udziale powyżej 80% na potrzeby lokalnych społeczności. Technologia jest dostosowana do uwarunkowań (klimatycznych i technicznych) panujących w naszym kraju. Jej komercjalizacja przyczyni się do:

- wzrostu udziału energii odnawialnej w całkowitym wykorzystaniu energii w naszym kraju, w szczególności w sektorze ciepłowniczym;
- zmniejszenia wykorzystania paliw kopalnych;
- zmniejszenia emisji substancji zanieczyszczających emitowanych do atmosfery ze spalania paliw kopalnych w tym dwutlenku węgla.

Technologia posiadająca powyższe cechy pozostaje w zgodzie z trendami polityki energetycznej Unii Europejskiej w tym taksonomii klimatycznej. Dla potwierdzenia powyższej tezy poniżej przywołano i scharakteryzowano wybrane akty prawne UE prezentujące politykę energetyczną unii.

## 5.3 Europejski Zielony Ład (EU Green Deal)

Istotnym dokumentem rzutującym na przyszłe uwarunkowania sektora energetycznego jest Europejski Zielony Ład stanowiący plan działania na rzecz zrównoważonej gospodarki. Do 2050 r. UE zgodnie z założeniami tego dokumentu ma się stać kontynentem neutralnym dla klimatu. Konsekwencją tego mają być działania pozwalające przekształcić to zobowiązanie polityczne w zobowiązanie prawne oraz umożliwiające pobudzenie inwestycji. W obszarze polityki określonym mianem Czysta Energia zapowiedziano aktualizację w roku 2023 Krajowych Planów na rzecz Energii i Klimatu celem

uwzględnienia nowych ambitnych celów klimatycznych. Należy się spodziewać nacisku na coraz szersze odchodzenie od używania węgla, nie tylko do wytwarzania energii elektrycznej, ale także w innych obszarach, w tym w ciepłownictwie.

Polska jest pod bardzo silnym naciskiem odchodzenia od paliw kopalnych. W środowisku ciepłowniczym pojawiają się już sygnały, w których mowa jest o konieczności radykalnej zmiany miks paliwowego w ciepłownictwie koncesjonowanym, w którym obecnie paliwa węglowe stanowią około 72,5% wsadu, zaś dla ciepła z kogeneracji około 68%.

#### 5.4 Dyrektywa RED II

Pod koniec 2018 roku w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej opublikowana została Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Dyrektywa ta określa wspólny dla wszystkich państw członkowskich cel, by do roku 2030 udział energii ze źródeł odnawialnych (OZE) w końcowym zużyciu energii brutto w całej Unii wynosił co najmniej 32%. Bez zmian pozostawia natomiast cel określony na rok 2020 przez dyrektywę 2009/28/WE w art. 3 ust. 1, określający na 20 procent udział energii pochodzącej z OZE w unijnym zużyciu energii oraz indywidualne zobowiązania państw członkowskich dotyczące struktury ich bilansu energetycznego do tego roku.

W odróżnieniu od obowiązków określonych do roku 2020, nowe przepisy nie wprowadzają celów cząstkowych przypisanych poszczególnym krajom w zakresie docelowych udziałów energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii. Miksy energetyczne poszczególnych państw ustalane będą przez nie indywidualnie i zostaną sformułowane w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu. W Polsce taki plan został już przygotowany i opublikowany. W planie tym znajdujemy zapis mówiący że:

W ramach realizacji ogólnounijnego celu na 2030 r. Polska deklaruje osiągnięcie do 2030 r. 21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (zużycie łącznie w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe), przy czym realizacja celu OZE na poziomie 23% będzie możliwa pod warunkiem przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych, w tym na sprawiedliwą transformację. Istotny wpływ na skalę wykorzystania OZE będzie mieć postęp technologiczny – zarówno w zakresie aktualnie znanych sposobów wytwarzania energii, jak i w zupełnie nowych technologiach, ale także w technologiach magazynowania energii. **Ocenia się, że w perspektywie 2030 r. udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie będzie zwiększał się o 1,1 pkt proc. średniorocznie tj. do poziomu ok.**

**28,4%.** W transporcie przewiduje się osiągnięcie 14% udziału energii odnawialnej w 2030 r. Do 2030 r. przewiduje się wzrost udziału OZE do ok. 32% w elektroenergetyce. Na mocy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych Polska została zobowiązana do osiągnięcia minimum 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto do 2020 r. W 2018 r. udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii brutto w Polsce wyniósł 11%. Mając na uwadze dotychczasowe postępy dotyczące rozwoju OZE, krajowe zobowiązanie na 2030 r. należy uznać za ambitne.

Jak już wcześniej wspomniano powyżej przytoczone zapisy krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu (m.in. w odniesieniu do ciepłownictwa) wywodzą się z zapisów dyrektywy 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r (tzw. RED II).

Nowa dyrektywa (tzw. RED II) bowiem w art. 23 wzywa do zwiększania roli OZE w ciepłownictwie. Dyrektywa stawia wymóg ustanowienia przez państwa członkowskie systemów wsparcia: w celu promowania korzystania z OZE każde państwo członkowskie dąży do zwiększenia udziału energii odnawialnej w ciepłownictwie o 1,3 punktu procentowego (roczna średnia wyliczona dla okresów 2021–2025 i 2026–2030), zaczynając od udziału energii odnawialnej w 2020 roku. W przypadku państw członkowskich, w których nie wykorzystuje się ciepła i chłodu odpadowego, to zwiększenie udziału ograniczone jest do 1,1 punktu procentowego. Ponadto (art. 24) państwa członkowskie ustanawiają niezbędne środki zapewniające, by systemy ciepłownicze i chłodnicze przyczyniały się do zwiększenia, o którym mowa w art. 23 dyrektywy.

## 5.5 Dyrektywa EED

24 grudnia 2018 r. weszła w życie dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa EED).

Przywołana dyrektywa wyznacza cel w zakresie efektywności energetycznej na poziomie unijnym, wyrażony w postaci zużycia energii pierwotnej lub końcowej. Zgodnie z tym celem oczekuje się zmniejszenia zużycia energii o co najmniej 32,5 % w roku 2030 r w stosunku do prognoz tego zużycia realizowanych w roku 2007. Prognozy opracowane w 2007 r. przewidywały zużycie w 2030 r. w wysokości 1 887 Mtoe energii pierwotnej oraz 1 416 Mtoe energii końcowej. Obniżenie o 32,5 % daje wynik w wysokości odpowiednio 1 273 Mtoe oraz 956 Mtoe w roku 2030. W perspektywach do 2030 r. dyrektywa nie wprowadza wiążących celów na poziomie państw członkowskich wychodząc z założenia, że nie należy ograniczać swobody państw członkowskich w określaniu ich wkładów. Państwa

członkowskie powinny określić swoje orientacyjne krajowe wkłady w zakresie efektywności energetycznej, biorąc pod uwagę fakt, że unijne zużycie energii do 2030 r. nie może być większe niż 1 273 Mtoe energii pierwotnej lub 956 Mtoe energii końcowej.

Podobnie jak w przypadku dyrektywy EPDP, pewne zobowiązania podjęte przez nasz kraj wynikające z charakteryzowanej w rozdziale dyrektywy EEP można odnaleźć w przywoływanym już wcześniej „Krajowym planach na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”. W rozdziale tego planu dotyczącym efektywności energetycznej odnajdujemy zapisy mówiące o tym, że:

Na podstawie analizy efektów i wpływu na PKB oraz potencjału oszczędności, Polska deklaruje na 2030 r. krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej **na poziomie 23% w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej w porównaniu do prognozy PRIMES 2007**. Zgodnie z prognozami do niniejszego Krajowego planu na rzecz energii i klimatu zużycie energii pierwotnej w 2030 r. kształtować się będzie na poziomie ok. 91,3 Mtoe, a zatem w wartościach naturalnych ww. cel przekładać się będzie na redukcję zużycia energii pierwotnej o ok. 27,3 Mtoe w porównaniu do prognoz PRIMES 2007 (przewidywanymi na ten rok zużycie energii pierwotnej na poziomie ok. 118,6 Mtoe). Prognozowane zużycie energii finalnej do 2030 r. wynosić będzie ok. 67 Mtoe, zatem działania przewidziane w **Krajowym planie prowadzić będą do redukcji zużycia energii finalnej o ok. 18,4 Mtoe w porównaniu z prognozami PRIMES 2007**. Polska będzie kontynuować w latach 2021-2030 system zobowiązujący do efektywności energetycznej w postaci białych certyfikatów.

W tym samym rozdziale Krajowego planu odnajdujemy zapisy odnoszące się do oczekiwanego radykalnego zwiększenia udziału efektywnych systemów ciepłowniczych oraz preferowanych dróg osiągnięcia tego celu. Zapisane zostało m.in. że:

W 2018 r. kryterium systemu efektywnego energetycznie spełnia tylko ok. 20% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, które dostarczają ok. 85% ogólnego wolumenu ciepła systemowego w kraju. Przewiduje się, że w 2030 r. co najmniej 85% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, w których moc zamówiona przekracza 5 MW spełniać będzie kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego.

Powyższemu celowi będą służyć następujące działania:

- rozwój kogeneracji;
- ucieplnianie elektrowni;
- **zwiększenie wykorzystania OZE i gazu ziemnego w ciepłownictwie systemowym;**

- zwiększenie wykorzystania odpadów na cele energetyczne;
- modernizacja i rozbudowa systemu dystrybucji ciepła i chłodu;
- popularyzacja magazynów ciepła i inteligentnych sieci;
- popularyzacja inteligentnych sieci;
- zapewnienie warunków zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego zwłaszcza poprzez:
  - uproszczenie procedur w obszarze prowadzenia inwestycji w zakresie ciepłowniczej infrastruktury sieciowej;
  - zmianę modelu rynku ciepła i polityki taryfowej.

Pokrycie potrzeb cieplnych powinno odbywać się przede wszystkim poprzez wykorzystanie ciepła sieciowego. W 2015 r. do sieci ciepłowniczej na obszarach miejskich przyłączonych było 61% gospodarstw domowych - celem jest sukcesywne zwiększanie tego wskaźnika. Jako cel przyjęto osiągnięcie w 2030 r. poziomu 70% gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej w gminach miejskich. **Jako cel na 2040 r. wyznaczono, aby potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych były pokrywane przez ciepło sieciowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła ciepła.**

Omawiana dyrektywa z jednej strony wprowadza zapisy mające doprowadzić do ograniczenia zużycia energii, z drugiej zaś odnoszące się do tej dyrektywy plany krajowe mówią o upowszechnianiu ciepła sieciowego w perspektywie najbliższych 20 lat. W planach tych wskazano również pożądane kierunki modernizacji ciepłownictwa.

## 5.6 System EU ETS, handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>

Przedsiębiorstwa ciepłownicze w dużej części, z uwagi na skalę emisji gazów cieplarnianych, podlegają obowiązkowi uczestnictwa w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do emisji Gazów Cieplarnianych. Wydatki na nabycie jednostek uprawnień emisyjnych stanowią znaczącą pozycję w kosztach eksploatacji, a są w głównej mierze wynikiem korzystania z paliw kopalnych (węgla kamiennego oraz sieciowego gazu ziemnego). Zastąpienie tych paliw odnawialnymi źródłami energii doprowadzi do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> oraz tym samym ograniczenia konieczności zakupu uprawnień do emisji tego gazu.

## 5.7 Taksonomia klimatyczna

Taksonomia to potoczna nazwa nowego aktu prawnego Unii Europejskiej, tj. rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje. Nowe przepisy mają zwiększyć poziom ochrony środowiska poprzez przekierowanie kapitału z inwestycji szkodzących środowisku na bardziej ekologiczne alternatywy. Innymi słowy Taksonomia nie wprowadza zakazu inwestowania w działalności szkodzące środowisku, ale przyznaje dodatkowe preferencje dla ekologicznych rozwiązań.

Aby dane przedsięwzięcie zostało zakwalifikowane jako zrównoważone środowiskowo musi spełniać następujące warunki:

- wносить istotny wkład w realizację co najmniej jednego z sześciu celów środowiskowych;
- nie wyrządzać poważnych szkód dla żadnego z celów środowiskowych;
- być prowadzone zgodnie z minimalnymi gwarancjami;
- spełniać techniczne kryteria kwalifikacji.

Cele środowiskowe Taksonomii to:

- 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.

Technologia opracowana w ramach programu Ciepłownia Przyszłości wnosi istotny wkład co najmniej w następujące cele:

- łagodzenie zmian klimatu;
- zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich;
- zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola;

Nie wyrządza poważnych szkód dla żadnego z obszarów środowiskowych.

Można zatem jednoznacznie stwierdzić, że opracowana technologia zgodna jest z zasadami taksonomii klimatycznej.



## 5.8 Podsumowanie

*Analiza przywołanych w rozdziale, wybranych przepisów wpływających na kształtowanie polityki energetycznej UE pozwala na sformułowanie pewnych oczekiwań generalnych w stosunku do ciepłownictwa oraz wynikających z nich kierunków modernizacji. Do najważniejszych postulatów już sformalizowanych zaliczyć należy:*

- *wzrost udziału ciepła i chłodu z OZE w sektorze ogrzewania i chłodzenia o 1,1 punkt procentowy rocznie w latach 2021-2030 (rok bazowy – 2020);*
- *spełnienie kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego przez 85% systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, w których moc zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW do 2030 r. (efektywność systemu = źródła odnawialne oraz kogeneracja);*
- *osiągnięcie poziomu 100% gospodarstw domowych, których potrzeby ciepłone pokrywane są przez ciepło systemowe lub przez zeroemisyjne indywidualne źródła ciepła do 2040 r.*

*Poza wymienionymi aspektami należy pamiętać również o:*

- *systematycznie zaostrzanych wymaganiach emisyjnych dla instalacji spalania paliw w tym dla jednostek pracujących w ciepłownictwie. Wystarczy w tym miejscu przywołać dyrektywę o emisjach przemysłowych (IED) czy ostatnie konkluzje BAT;*
- *spodziewanym trendzie wzrostowym cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.*

*Analiza wymienionych aspektów pozwala stwierdzić, że w perspektywie najbliższych lat niepreferowane będzie wytwarzanie ciepła w oparciu o najpowszechniej dotychczas wykorzystywany węgiel. Jednocześnie powinna w dosyć szybkim tempie następować migracja tego wyposażenia w kierunku źródeł odnawialnych oraz gazowych źródeł kogeneracyjnych.*

*Opracowana technologia, pozwalająca na wytwarzanie i dostarczanie ciepła do odbiorców pochodzącego ze źródeł odnawialnych. Idealnie zatem wpisuje się w oczekiwania płynące z aktów prawnych kształtujących politykę energetyczną UE.*



## 7 Skalowalność i replikowalność Technologii Ciepłownia Przyszłości

### 7.1 Skalowalność

Opracowana technologia produkcji ciepła ze źródeł OZE na potrzeby lokalnych odbiorców posiada podatność na jej skalowanie w szerokim zakresie mocy. O skalowalności technologii decydują dwa aspekty. Po pierwsze skalowalność może być rozpatrywana w zakresie możliwości technicznych komponentów stanowiących daną technologię. Po drugie na ocenę przedmiotowego parametru wpływ również ma możliwość zabudowy elementów stanowiących technologię w miejscu jej wykorzystania (infrastruktura miejska). Rozpatrując pierwszy z przywołanych czynników skalowalności, należy zauważyć, że opracowana technologia składa się m.in. z następujących głównych komponentów:

- paneli fotowoltaicznych;
- pomp ciepła zasilanych m.in. z energii produkowanej przez panele fotowoltaicznej. Dolnym źródłem ciepła dla pomp jest głównie grunt (płytki geotermia);
- pieca elektrycznego sterowanego inwerterem
- sezonowego magazynu ciepła wykonanego w technologii zbiorników modułowych.

Każdy z głównych komponentów instalacji:

- posiada budowę modułową jak bateria paneli PV czy zasobniki ciepła przez co jego skalowalność jest prosta od strony technicznej;

lub

- dostępny jest w wykonaniu handlowym w szerokim zakresie mocy (pompy ciepła dostępne są na rynku w zakresie mocy od kilku kilowatów do nawet 35 MW).

Od strony komponentów wchodzących w skład opracowanej technologii nie identyfikuje się zatem problemów ze skalowalnością instalacji.

W zakresie możliwości posadowienia instalacji w zakresie infrastruktury miejskiej oczywiście istnieje zależność pomiędzy wielkością instalacji a wymaganą wielkością poszczególnych jej komponentów. Aspekt ten dla każdej lokalizacji powinien być ostatecznie zweryfikowany dla uwarunkowań danej lokalizacji. Możliwość posadowienia instalacji zależy bowiem od:

- powierzchni dachów budynków w stosunku do ich powierzchni użytkowej (wysokość budynków);

- *formy zabudowy miejskiej (zagęszczenia budynków) tj. wielkości powierzchni użytkowej w stosunku do powierzchni zabudowanej działki;*
- *stopnia zajętości terenu przez infrastrukturę towarzyszącą (np. parkingi).*

*Z doświadczeń nabytych przy realizacji prac badawczych w niniejszym projekcie wynika jednak, że:*

- *wymagana powierzchnia do zabudowy instalacji PV przy jej posadowieniu na dachach, jest wystarczająca lub prawie wystarczająca w stosunku do potrzeb instalacji wytwarzania ciepła, jeżeli liczba kondygnacji budynków nie przekracza 4 -6 pięter;*
- *wymagana powierzchnia pod wykonanie odwiertów służących jako dolne źródło ciepła dla instalacji pompy ciepła jest wystarczająca w przypadku istnienia terenów zielonych wokół budynków wielorodzinnych o wymaganej przepisami intensywności.*

*Należy zatem pozytywnie ocenić możliwości skalowalności opracowanej w ramach niniejszego projektu technologii. Brak jest jakichkolwiek specyficznych uwarunkowań blokujących możliwości stosowania tej technologii na innych obiektach co czyni ją bardzo łatwą do replikowania.*

*Pewnego rodzaju utrudnieniem może być konieczność utrzymania niskich parametrów pracy sieci ciepłowniczej. Optymalnym parametrem pracy sieci ciepłowniczej jest temperatura około 65°C. Należy jednak zauważyć, że możliwe jest znaczne obniżenie parametrów pracy sieci ciepłowniczej poprzez modernizację instalacji odbiorczej (wymiana grzejników).*

*Wiele trudności w realizacji demonstratora wynika z konieczności osiągnięcia minimum 80% energii ze źródeł odnawialnych. W przypadku brak takiej konieczności koszty takiej instalacji znacznie się obniżają i elastyczność i replikowalność takiej instalacji znacznie się zwiększa.*

## *7.2 Replikowalność*

*Opracowana technologia dedykowana jest do jej wykorzystania w warunkach zabudowy wielorodzinnej. Może zostać wykorzystana do zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorców zamieszkujących tereny zurbanizowane. Ze względu na stosunkowo niewielkie różnice klimatyczne występujące na obszarze kraju, nie ma przeszkód zastosowania opracowanej technologii w innych lokalizacjach na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej. Dla jej poprawnego wdrożenia spełnione powinny być jednak następujące warunki:*

1. *intensywność zabudowy nie powinna przekraczać wartości progowej równej 1. Czym wyższa wartość intensywności zabudowy tym wyższa wartość relacji pomiędzy zapotrzebowaniem*

*energetycznym odbiorców a dostępnością terenu pod zabudowę układów wytwórczych (instalacje PV) oraz instalacji przetwarzania i magazynowania energii;*

- 2. wskaźnik powierzchni użytkowej do powierzchni dachów nie powinien być większy od 2,5 – 3. Dla większych wartości tego wskaźnika powierzchnia dachu będzie niewystarczająca dla zaspokojenia potrzeb energetycznych mieszkańców;*
- 3. dachy budynków dla których system jest budowany, nie mogą być zacieniane przez drzewa lub inne obiekty z okolicy;*
- 4. warunki gruntowe na terenach zielonych, budynków dla których technologia jest projektowana muszą pozwalać na magazynowanie ciepła w gruncie tj. nie dopuszczalne jest istnienie ruchów wód gruntowych wyprowadzających zgromadzone ciepło poza strefę magazynowania.*

*Do zidentyfikowanych ograniczeń technicznych skalowalności i replikowalności technologii należy ponadto zaliczyć:*

- 1. temperaturę zasilania odbiorców ciepła – korzystniej jest z punktu widzenia sprawności systemu aby temperatura ta w warunkach obliczeniowych nie przekraczała wartości 60°C;*
- 2. istnieje konieczność zapewnienia odpowiednich warunków zasilania instalacji z sieci elektroenergetycznej. Musi istnieć możliwość wyprowadzenia mocy do sieci z instalacji PV jak i poboru energii z sieci w okresach braku podaży jej z PV o co najmniej takiej samej mocy. W zależności od lokalizacji moc ta może wahać się od kilkuset kilowatów do nawet kilku megawatów;*
- 3. konieczne jest zapewnienie pomieszczenia technicznego pozwalającego na lokalizację w nim wybranych komponentów systemu jak pompy ciepła.*

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

*19 czerwca 2018 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej opublikowano dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z 30 maja 2018 r. zmieniającą dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. Jest to trzecia wersja dyrektywy Parlamentu Europejskiego dotycząca poprawy efektywności energetycznej budynków (tzw. III EPBD). Nowa dyrektywa weszła w życie 9 lipca 2018 r. Od tego dnia państwa członkowskie Unii Europejskiej mają 20 miesięcy, a więc do 10 marca 2020 r., na jej transpozycję do swoich systemów prawnych.*

Najnowsza dyrektywa EPBD wybiega swoimi założeniami do 2050 r., uwzględniając w nich oprócz tradycyjnej termomodernizacji budynków, wiele technologicznych nowości, know – how, które dopiero są w fazie rozwoju i testowania. Dyrektywa EPBD promuje budynki zrównoważone, oszczędne i komfortowe dla jego mieszkańców. Wprowadza wskaźnik gotowości Smart SRI (Smart Readiness Indicator). Dyrektywa EPBD 2018/844 wprowadza również zmiany m.in. w:

- **aspektach związanych z długoterminową strategią renowacji budynków.** Zgodnie z art. 2a państwa członkowskiej mają obowiązek ustanowienia długoterminowej strategii wspierania renowacji istniejących zasobów budynków mieszkalnych i niemieszkalnych, w tym zarówno publicznych, jak i prywatnych, **tak aby do 2050 r. osiągnąć ich wysoką efektywność energetyczną odpowiadającą standardowi budynków o niemal zerowym zużyciu energii;**
- **traktowaniu systemów technicznych budynku.** Art. 2 pkt 3 omawianej dyrektywy rozszerza definicję systemów technicznych budynków o systemy automatyki i sterowania w budynku, systemy wytwarzające energię elektryczną na miejscu i systemy wykorzystujące energię ze źródeł odnawialnych. W tym zakresie dyrektywa w uzasadnionych przypadkach np. zobowiązuje państwa członkowskie do wprowadzenia wymagań dotyczących zastosowania urządzeń służących do automatycznej regulacji temperatury w pomieszczeniach lub strefach budynku;
- **metodologii określania charakterystyk energetycznych budynków.** Zgodnie z dyrektywą EPBD 2018/844, państwa członkowskie UE powinny dostosować krajowe metody określania charakterystyk energetycznych budynków do całego zestawu nowych norm powiązanych z dyrektywą.

Wydaje się, że osiągnięcie celów stawianych w dyrektywie wymagało będzie dynamicznego zwiększenia tempa termomodernizacji istniejących budynków, ale też powszechnego stosowania odnawialnych źródeł energii, a także zmiany struktury wykorzystywanych dotychczas źródeł ciepła, w kierunku źródeł odnawialnych.

Wszystkie te działania mogą powodować m.in. zmniejszanie zapotrzebowania na ciepło systemowe.

Pewne zobowiązania podjęte przez nasz kraj wynikające m.in. z charakteryzowanej w rozdziale dyrektywy można odnaleźć w przywoływanym już wcześniej „Krajowym planach na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”. W rozdziale tego planu dotyczącym efektywności energetycznej odnajdujemy zapisy mówiące o tym, że w wyniku wdrożenia długoterminowej strategii renowacji krajowych zasobów budynków mieszkalnych i użytkowych „przewidywana wartość docelowa

oszczędności energii na lata 2021-2030, związana z podjęciem działań poprawiających charakterystykę energetyczną budynków powinna wynieść 43 440,1 MWh”.

Zgodnie z zapisami przywołanego planu udział ocieplonych budynków mieszkalnych w całości zasobów mieszkaniowych wyniesie 70% w 2030 roku (w porównaniu z 58,8% w 2015).

W załączniku do komunikatu w sprawie Europejskiego Zielonego Ładu znajduje się plan działania, który ww. cele ma pomóc osiągnąć. Jedną z takich inicjatyw jest „**fala renowacji**” w sektorze budowlanym.

Strategia renowacji promuje w szczególności renowacje redukujące zużycie energii, ograniczające emisje gazów cieplarnianych, zwiększające efektywność środowiskową budynków oraz generujące oszczędności. Państwa członkowskie podkreślają, że punktem wyjścia do renowacji powinna być opłacalna redukcja zapotrzebowania na energię oraz zastąpienie wysokoemisyjnych lub nieefektywnych energetycznie technologii ogrzewania i chłodzenia. Powinno to iść w parze z integracją rozwiązań energooszczędnych oraz z wykorzystaniem energii odnawialnej i ciepła lub chłodu odpadowego.

Zgodnie z założeniami dokumentu pożądane jest zatem ograniczenie zapotrzebowania na energię w tym na ciepło budynków mieszkalnych objętych oddziaływaniem opracowanej technologii.

Opracowana technologia składa się z zestawu komponentów odpowiedzialnych za:

- pozyskiwanie energii ze źródeł z OZE – ogniwa PV, pompy ciepła;
- magazynowanie energii z OZE – magazyny ciepła;
- przetwarzanie energii z OZE na ciepło (pompy ciepła);
- dostarczanie ciepła pochodzącego z odnawialnych źródeł energii do odbiorców końcowych.

Nad całością pracy układu czuwa system sterowania zapewniający maksymalizację udziału źródeł OZE w wytwarzanym strumieniu ciepła w reakcji na bieżące uwarunkowania klimatyczne warunkujące podaż energii z OZE jak i na aktualne zapotrzebowanie na ciepło odbiorców.

Wszystkie główne komponenty technologii opracowanej w ramach programu mają budowę modułową przez co wykazują się pełną i szeroką skalowalnością. Nie identyfikuje się zatem zagrożenia wynikającego z potencjalnie obniżonego zapotrzebowania na ciepło dla nowo projektowanych układów.

Ze względu na charakter zmienności zapotrzebowania na ciepło w warunkach naszego kraju odznaczający się dużą dynamiką zmienności, zarówno w okresach dobowych jak i sezonowych (sezon

zimowy, sezon letni) opracowana technologia musi posiadać możliwość zmiany obciążenia w bardzo szerokim zakresie. Taka też możliwość została zapewniona w przypadku instalacji demonstracyjnej. Potencjalne zatem ograniczenie zapotrzebowania na ciepło wynikające z przedmiotowych uregulowań pozostanie bez negatywnego wpływu na sposób oraz jednostkowe koszty operacyjne funkcjonowania opracowanej technologii (demonstratora).

## 8 Obliczenia

### 8.1 Model obliczeniowy

- Modelowanie instalacji fotowoltaicznej

Opracowany został model numeryczny instalacji fotowoltaicznej w programie TRNSYS umożliwiający analizę działania (produkcji energii elektrycznej) w warunkach nieustalonych. Stworzony model uwzględnia podział instalacji na poszczególne budynki (osobne instalacje PV posiadające swoje inwertery). Planowana jest instalacja paneli PV monokrystalicznych Jinko Solar JKM535M-72HL4. Maksymalna moc pojedynczego modułu wynosi 535 W. Sprawność modułu 20,8%, Wymiary pojedynczego panelu to 2274x1134 (wys. x szer.). Zainstalowanych zostanie 1121 paneli PV co daje znamionową moc instalacji 600,3 kWp. Realna produkcja energii elektrycznej z zainstalowanych paneli fotowoltaicznych będzie wynosić ponad 600 MWh/rok. Moduły zamontowane będą pod kątem 15° na dachach budynków o łącznej mocy 369,7 kWp oraz na konstrukcji naziemnej o mocy 230,6 kWp. W sezonie letnim panele fotowoltaiczne produkować będą więcej energii niż potrzebne będzie do zasilania Demonstratora Technologii. Nadwyżka energii kierowana będzie do sezonowego magazynu energii, a po jego napełnieniu do gruntu poprzez odwierty.

- Modelowanie pomp ciepła

W przypadku pomp ciepła opracowany model uwzględnia podstawowe parametry użytego sprzętu. W celu symulacji obiegu pompy ciepła algorytm uwzględnia parametry stanu czynnika roboczego w poszczególnych punktach charakterystycznych obiegu, uwzględniając jednocześnie strumień masy czynnika przepływający przez pompę. Komponentem odpowiedzialnym za modelowanie pompy ciepła był Type927. Program TRNSYS wymagał stworzenia znormalizowanych wartości wydajności grzewczej opartej na danych producenta. Należało podać wartości mocy grzewczej i zużycia energii elektrycznej przez sprężarkę w zależności od temperatury dolnego i górnego źródła ciepła. Wymagane dane dla dobranej pompy ciepła zostały wyznaczone i zapisane w pliku tekstowym, zdefiniowanym w parametrach komponentu Type927 w momencie otrzymania sygnału sterującego, sprawdza parametry cieczy po stronie wtórnej oraz pierwotnej (temperatura oraz przepływ), następnie odczytuje ze



wskazanego pliku moc grzewcza pompy ciepła oraz moc sprężarki. Ze względu na sterowanie inwerterowe pompy ciepła każda pompa ciepła została zamodelowana za pomocą czterech pomp, które są włączane w zależności od wymaganej mocy cieplnej. Charakterystyki mocy grzewczej i zużycia energii elektrycznej przez sprężarkę w zależności od temperatury dolnego i górnego źródła ciepła zostały wyznaczone dla środka przedziału zakresu pracy danej pompy ciepła. Charakterystyki zostały wyznaczone za pomocą otrzymanego od producenta oprogramowania umożliwiającego wyznaczenie parametrów pracy pompy ciepła dla dowolnych parametrów wejściowych. Program umożliwia generowanie wielomianów umożliwiających wyznaczenie charakterystyk pompy ciepła o postaci:

$$y = c_1 + c_2 \cdot t_o + c_3 \cdot t_c + c_4 \cdot t_o^2 + c_5 \cdot t_o \cdot t_c + c_6 \cdot t_c^2 + c_7 \cdot t_o^3 + c_8 \cdot t_c \cdot t_o^2 + c_9 \cdot t_o \cdot t_c^2 + c_{10} \cdot t_c^3$$

gdzie:

$t_o$  – evaporating temperature, oC

$t_c$  – condensing temperature, oC

$c_1$  do  $c_{10}$  – współczynniki wielomianu dla mocy chłodniczej oraz mocy elektrycznej

Wyznaczane parametry sprężarek są zgodne z normą EN 12900/ARI540.

Poniżej w tabeli zestawione zostały wartości współczynników wielomianu wykorzystanego do wyznaczenia charakterystyk zmian wartości mocy grzewczej i zużycia energii elektrycznej przez sprężarkę w zależności od temperatury dolnego i górnego źródła ciepła.

Częst.	33%		53%		73%		90%	
	Moc chłodnicza	Moc elektryczna	Moc chłodnicza	Moc elektryczna	Moc chłodnicza	Moc elektryczna	Moc chłodnicza	Moc elektryczna
c1	93776	17047	156995	21865	213009	26898	253746	30813
c2	4335,57	-230,65	6922,69	-362,92	9249,03	-499,5	10974,53	-604,78
c3	-156,16	-513,68	-748,31	-561,39	-877,94	-613,48	-905,03	-655,42
c4	62,853	-10,041	92,535	-15,902	120,052	-21,953	141,247	-26,617
c5	-48,393	1,759	-74,055	8,081	-90,034	14,549	-101,887	19,496
c6	-13,425	20,555	-14,6	23,815	-24,857	27,279	-33,631	30,011
c7	0,1477	0,006	0,1798	-0,0181	0,2051	-0,0427	0,2317	-0,0615
c8	-0,4685	0,2186	-0,5028	0,3444	-0,5249	0,4744	-0,5618	0,5745
c9	0,2963	0,0309	0,3379	-0,0014	0,3099	-0,0343	0,2972	-0,0593

c10	0,0473	-0,1128	0,072	-0,1364	0,1487	-0,1612	0,2098	-0,1807
-----	--------	---------	-------	---------	--------	---------	--------	---------

Wartości współczynników wielomianu wykorzystanego do wyznaczenia charakterystyk zmian wartości mocy grzewczej i zużycia energii elektrycznej przez sprężarkę pompy ciepła OMEGA SKY Xi OH R513A 72.1

Planowana jest instalacja dwóch pomp ciepła.

Dolne źródło ciepła dla pompy ciepła solanka-woda odwzorowano, wykorzystując moduł Type557b. Symuluje on pionowy wymiennik ciepła, w którym przepływająca ciecz oddaje lub pobiera ciepło do/z otaczającego gruntu, przy założeniu równomiernego umiejscowienia odwiertów w kształcie walca w gruncie. Planowane jest wykonanie 80 odwiertów na głębokość 150 m każdy. Maksymalna możliwa do uzyskania z odwiertów energia wynosi 1382 MWh/rok. Wymienniki gruntowe będą eksploatowane naprzemiennie z podziemnymi magazynami ciepła. Rozwiązanie takie zabezpieczy grunt przed nadmierną eksploatacją, a tym samym przed nadmiernym wychładzaniem.

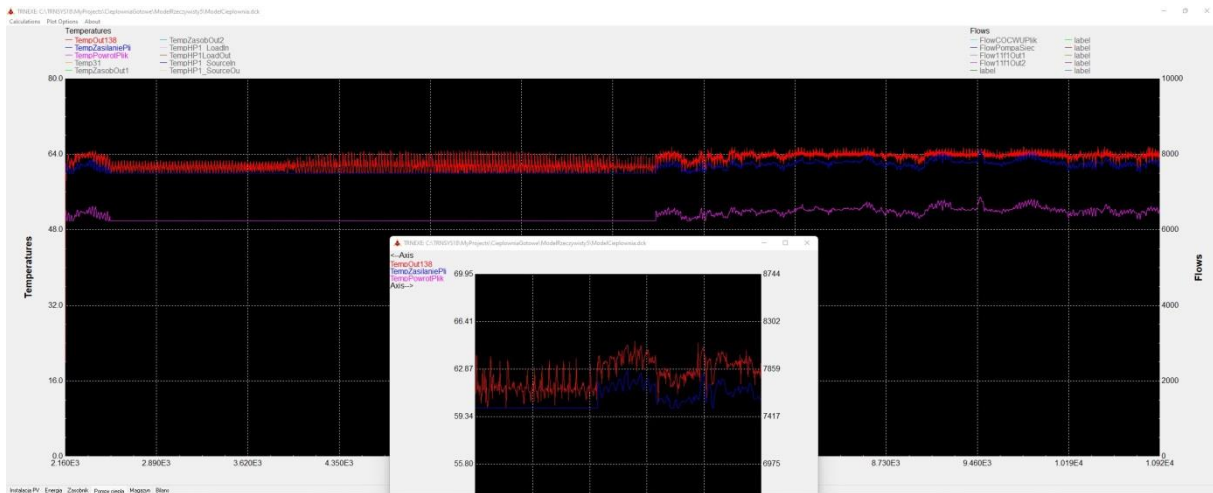
- Modelowanie sezonowego magazynu energii

Planowane jest zamontowanie 8 podziemnych magazynów o pojemności 1000m<sup>3</sup> każdy (łącznie 8000m<sup>3</sup>). Zbiorniki wypełnione zostaną wodą, która w sezonie letnim nagrzewana będzie do temperatury maksymalnie 90°C. Zbiorniki zostaną zaizolowane w celu ograniczenia strat ciepła do gruntu. Szacuje się, że tracone będzie około 30% zmagazynowanej energii. Maksymalna ilość energii jaka może zostać zgromadzona w sezonowym akumulatorze wynosi 762 MWh, co po uwzględnieniu założonych strat daje 541 MWh energii cieplnej możliwej do wykorzystania. Zbiorniki ładowane będą przy wykorzystaniu energii pochodzącej wyłącznie z odnawialnych źródeł energii (z paneli PV), stanowiącej nadwyżkę. Zabudowa podziemnego sezonowego magazynu energii o takiej pojemności pociąga konieczność dysponowania terenem o dużej powierzchni, na którym możliwe będzie zakopanie zbiorników. Po zakopaniu zbiorników teren będzie normalnie użytkowany.

## 8.2 Obliczenia TRNSYS

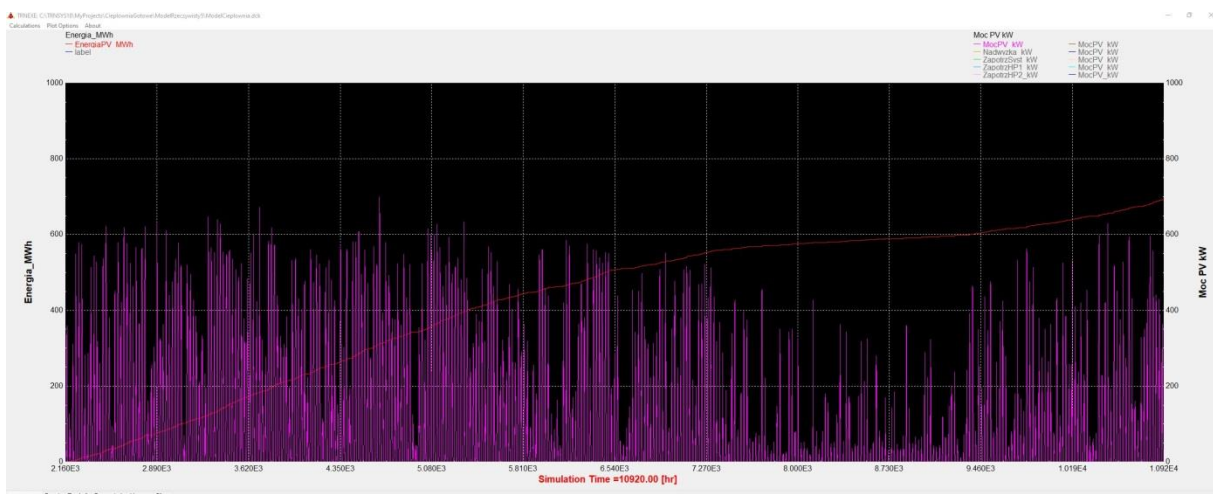
W ramach modelowania numerycznego w programie TRNSYS przeprowadzono symulację pracy demonstratora ciepłowni dla okresu jednego roku. Opracowano model hydrauliczny, instalacji PV, oraz sterowania całego układu przy wykorzystaniu komponentu TYPE169 umożliwiającego wykorzystanie języka Python do zapisania skryptu sterowania układem. Dla pomp ciepła opracowano pliki zawierające wartości mocy grzewczej i zużycia energii elektrycznej przez sprężarkę w zależności od temperatury dolnego i górnego źródła ciepła.

Podczas modelowania szczególną uwagę zwrócono na dotrzymanie wymaganych parametrów sieci, które wynoszą 60/50 °C w okresie letnim oraz 65/55 °C w okresie zimowym. Wyniki symulacji z przebiegiem temperatury sieci pokazano na rysunku 1. Aktualna temperatura sieci oznaczona jest linią granatową, natomiast wymagana linią czerwoną. Symulacja pokazuje, że rzeczywista temperatura jest powyżej temperatury wymaganej.



Rysunek 8.1 Przebieg temperatury aktualnej i wymaganej sieci w ciągu roku obliczeniowego.

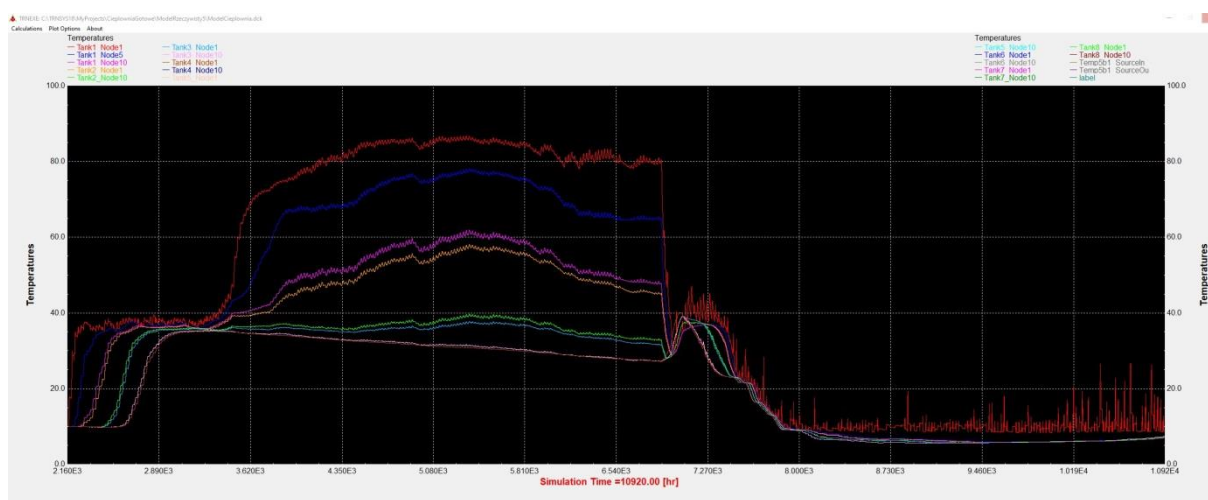
Istotnym elementem jest również praca instalacji PV. W trakcie symulacji zwracano uwagę na ilość energii elektrycznej wyprodukowanej przez panele PV co miało istotne znaczenie w przypadku wyznaczania nadwyżki, która z kolei wykorzystywana była do ładowania sezonowego magazynu energii. Wyniki symulacji pracy instalacji fotowoltaicznej dla zadanych warunków pogodowych pokazano na poniższym rysunku.



Rysunek 8.2. Wyniki pracy instalacji PV w ciągu roku obliczeniowego.

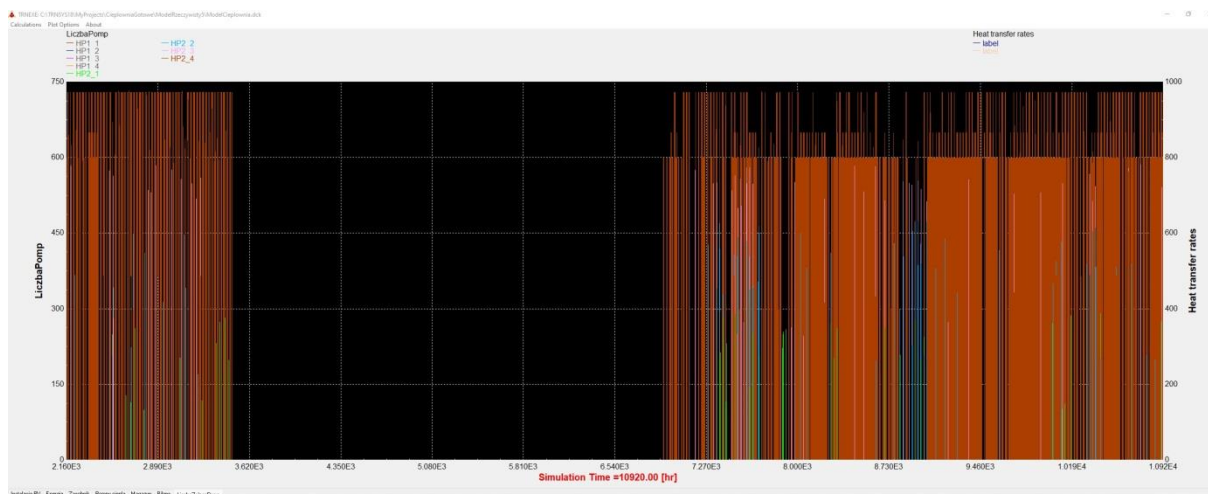
Monitorowano również ilość energii potrzebnej do działania systemu oraz ilość energii potrzebnej do pokrycia zapotrzebowania po stronie sieci ciepłowniczej.

W proponowanym demonstratorze technologii zastosowany jest sezonowy magazyn ciepła w którym magazynowana jest nadwyżka energii z instalacji PV. Wyniki symulacji pokazują przebieg procesu ładowania i rozładowywania magazynu. Linia czerwona na poniższym rysunku oznacza temperaturę górnej części pierwszego modułu magazynu, natomiast linia brązowa temperaturę w dolnej części ostatniego modułu. Zasobnik ładowany jest przy pomocy pomp ciepła do osiągnięcia temperatury 22 °C w dolnej części ostatniego zasobnika, a następnie do temperatury 90oC przy wykorzystaniu pieca elektrycznego.



Rysunek 8.3. Ładowanie i rozładowywanie zasobnika w ciągu roku obliczeniowego.

W demonstratorze technologii planowane jest zastosowanie pomp ciepła sterowanych inwerterowo. Z tego powodu istotnym było aby podczas symulacji kontrolować aktualną liczbę załączonych pomp w celu poprawności działania układu sterowania.



Rysunek 8.4. Załączanie i wyłączenie poszczególnych pomp ciepła w ciągu roku obliczeniowego.

Proponowany Demonstrator Technologii zasilany będzie energią pochodzącą z następujących źródeł odnawialnych:

- promieniowania słonecznego
- aerotermii.

W układzie pracować będzie sezonowy magazyn ciepła, który zasilany będzie wyłącznie energią OZE.

Planowany jest zakup energii elektrycznej OZE w ilości nie przekraczającej 15% ogólnej ilości energii wprowadzonej do Demonstratora Technologii. Pozostała ilość energii koniecznej do zakupu (ponad 15%) ujęta zostanie w bilansie OZE jako energia „CZARNA”.

Bilans energii z uwzględnieniem ilości energii wprowadzonej do Demonstratora Technologii w miejscu jej pierwszego pojawienia się w Demonstratorze Technologii w formie energii elektrycznej i ciepła (dla magazynu sezonowego pomijana jest energia wprowadzana do magazynu) przedstawia się następująco:

- Energia uzyskana z PV:  $OZE_{PV} = 693,0 \text{ MWh}$
- Energia pobrana z dolnego źródła:  $OZE_{dolne} = 1669 \text{ MWh}$

- Energia wprowadzana do magazynu: **DOMAGAZYNU = 623 MWh**

- Energia kupiona: **KUPIONA = 740,2 MWh**

- Energia pobrana z magazynu sezonowego: **ZMAGAZYNU = 502,9 MWh**

Suma zakupionej energii elektrycznej OZE od dostawców zewnętrznych i sklasyfikowanej jako pochodząca z odnawialnych źródeł energii w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - z gwarancją lub świadectwem pochodzenia w rozumieniu tej ustawy wyliczana jest następująco:

$$\text{OZE}_{\text{zakup}} = 0,15 * (\text{OZE} + \text{ZMAGAZYNU} + \text{CZARNA}) = 0,15 * (\text{OZE}_{\text{PV}} + \text{OZE}_{\text{dolne}} + \text{ZMAGAZYNU} + \text{KUPIONA} - \text{DOMAGAZYNU}) = 447,4 \text{ MWh}$$

Wprowadzona do Demonstratora Technologii energia nie będąca energią OZE wynosi:

$$\text{CZARNA} = \text{KUPIONA} - \text{OZE}_{\text{zakup}} = 292,8 \text{ MWh}$$

Suma wszystkich energii OZE wprowadzonych do Demonstratora Technologii, z wyłączeniem energii wprowadzonej do magazynu sezonowego ciepła wynosi:

$$\text{OZE} = \text{OZE}_{\text{zakup}} + \text{OZE}_{\text{dolne}} + \text{OZE}_{\text{PV}} - \text{DOMAGAZYNU} = 2186,9 \text{ MWh}$$

Współczynnik procentowy Udziału Odnawialnych Źródeł Energii w Demonstratorze Technologii wynosi:

$$\% \text{OZE} = 100 * (\text{OZE} + \text{ZMAGAZYNU}) / (\text{OZE} + \text{ZMAGAZYNU} + \text{CZARNA}) = 90,18 \%$$

Obliczenia przeprowadzone zostały za okres dwunastomiesięczny, rozpoczynający się 1 kwietnia, a kończący 31 marca roku następnego. Stan wypełnienia ciepłem magazynu sezonowego, przewidzianego do zastosowania w Demonstratorze Technologii, na koniec okresu symulacji jest taki sam, jak przy rozpoczęciu.

### 8.3 Obliczenia LCOH

We wniosku autorzy wyliczyli wartość LCOH = 206,44 zł/GJ. Obliczenia LCOH wykonano wykorzystując skorygowane założenia ekonomiczne i ulepszone obliczenia symulacyjne. Główne zmiany to:

- *Zmienione obliczenia symulacyjne*
- *Przyjęcie wyższy cen energii elektrycznej (cena bazowa energii elektrycznej została przyjęta na poziomie 670 zł/MWh)*
- *Przyjęto że wartość rezydualna elementów odtwarzanych po 20 latach w roku 25 wynosi 75 wartości odtworzenia*

*Wartość uzyskana LCOH przy takich założeniach to 212,85.*

## *9 Bezpieczeństwo*

*Opracowana technologia została skonfigurowana w sposób mający maksymalizować udział energii odnawialnej w produkcji ciepła dostarczanego do odbiorców. Przy projektowaniu oraz optymalizacji instalacji posługiwano się najlepszymi dostępnymi źródłami informacji w zakresie przewidywanej podaży ciepła ze źródeł OZE (wieloletnie dane historyczne). Niemniej należy jednak zdawać sobie sprawę, że podaż ciepła z OZE (głównie PV), ma charakter stochastyczny i nie jest do końca przewidywalna w szczególności jeżeli rozpatrujemy krótkie okresy danego roku. Pamiętając jednocześnie o konieczności zapewnienia ciepła odbiorcom końcowym niezależnie od aktualnych, chwilowych warunków klimatycznych (nawet odbiegających od wieloletnich średnich) konieczne było przewidzenie rozwiązań awaryjnych. W będącej przedmiotem niniejszego raportu instalacji demonstracyjnej za takie rozwiązania służy pozostawienie połączenia odbiorców mających być zasilanymi w ciepło z instalacji demonstracyjnej z węzłem cieplnym zasilanym z sieci ciepłowniczej. Zgodnie z założeniami projektu ciepło z sieci ciepłowniczej w czasie normalnej eksploatacji nie będzie wykorzystywane. Jest to tylko rozwiązanie na czas występowania stanów awaryjnych lub stanów związanych z występowaniem skrajnie niekorzystnych długotrwałych warunków atmosferycznych.*

*Demonstrator technologii ciepłowni przyszłości z systemu OZE został oparty na pompach ciepła wykorzystujących energię elektryczną do wytwarzania ciepła na potrzeby ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej. W projektowanym systemie energia elektryczna wytwarzana jest z instalacji fotowoltaicznej które pracują co do zasady niestabilnie. Aby zmagazynować energię elektryczną wytworzoną w ten sposób wykorzystujemy podziemne magazyny ciepła które mogą bezpośrednio zasilać węzeł cieplny lub podnosić temperaturę dolnego źródła w okresie szczytowego zapotrzebowania na ciepło. Dzięki magazynom ciepła bezpieczeństwo systemu zostaje zwiększone ponieważ dolne źródło pomp ciepła (odwierty pionowe) zostaje odciążone a jego eksploatacja jest wolniejsza.*

*W projekcie przewidziane jest również zasilanie energią elektryczną z sieci elektrycznej dzięki czemu praca pomp ciepła może odbywać się stabilnie. W przypadku wystąpienia niekorzystnych warunków (zwiększone zapotrzebowanie na ciepło, brak energii cieplnej w magazynie, bardzo niska temperatura zewnętrzna) praca pompy nie zostaje zakłócona.*

*Dodatkowo instalacje tę mogą być wbudowane w istniejącą infrastrukturę ciepłowniczą (jak zaproponowana instalacja). W przypadku awarii sieci elektroenergetycznej lub uszkodzeniu demonstratora można zasilić się ciepłem systemowym.*

*W celu bezpieczeństwa pracy instalacji należy przed określeniem ilości oraz długości odwiertów przeprowadzić analizę geoenergetyczną zawierającą test reakcji termicznej (TRT). Pozwoli to na dostosowanie mocy dolnego źródła do wymagań systemu.*

## 10 Dane Wykonawcy

### 10.1 Dane adresowe oraz rejestrowe

#### **Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o.**

ul. St. Noakowskiego 18/20 00-668 Warszawa

Tel: +48 22 234 70 52    mail: biuro.ibs@pw.edu.pl

NIP: 7010360620        REGON: 146402159

Osoba reprezentująca: Prezes Zarządu prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski

#### **Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki w Krakowie**

jednostka naukowa (organizacja prowadząca badania i upowszechniająca wiedzę)

ul. Warszawska 24, 31-155 Kraków

Tel: +12 628 35 54        mail: Jan.taler@pk.edu.pl

NIP: 6750006257        REGON: 000001560

Osoba reprezentująca: Prof. dr hab. inż. Dariusz Bogdał, Prorektor ds. Nauki

#### **FHU Urządzenia Chłodnicze Marek Czamara**



działalność gospodarcza na podstawie wpisu do CEiDG

ul. Ceglarska 27, 34-600 Limanowa

Tel: +48 531 306 706    mail: biuro@czamara.net.pl

NIP: 7371310715        REGON: 490238928

Osoba reprezentująca: Prezes Marek Czamara

### *10.2 Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej*

**Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej (IBS PW)** jest jednostką łączącą potencjał badawczy Politechniki Warszawskiej przy zadaniach interdyscyplinarnych. IBS PW bazuje na kadrze PW i wykorzystuje ich wiedzę. Specjalizuje się on w realizacji badań na rzecz przemysłu. Doświadczenie w zakresie działalności badawczo-rozwojowej IBS PW jest szerokie i obejmuje realizację kilkudziesięciu prac. Wybrane projekty zrealizowane bezpośrednio przez IBS PW.

- Usługa badawcza w zakresie opracowania algorytmów prognostycznych dla źródeł wytwórczych energii odnawialnej małych mocy dla Tauron Ekoenergia sp. z o.o., Innogy Stoen Operator, 23018
- Analiza rzeczywistego zapotrzebowania na moc dla budynków mieszkalnych i mieszkalno-usługowych na podstawie danych z układów, Innogy Stoen Operator, 2008
- Wykonanie ekspertyzy modułów fotowoltaicznych na farmach fotowoltaicznych Wałcz I-IX, IMASD ENERGIAS SL ESB13479902, 2020
- Usługa badawcza – wykonanie obliczeń weryfikacyjnych i optymalizacyjnych dla opracowanych koncepcji elementów układu grzewczego z wykorzystaniem modelowania matematycznego opartego o numeryczną mechanikę płynów, Globe Green Energy Sp. z o.o., 2020
- Opracowanie wytycznych dla odkrytych parkingów Parkuj i Jedź, w zakresie budownictwa energooszczędnego oraz zastosowania odnawialnych źródeł energii, Miasto Stołeczne Warszawa, 2020

**Zespół Politechniki Krakowskiej** posiada duże doświadczenie w zakresie działalności badawczo-rozwojowej i realizacji projektów B+R. Tylko w ostatnich pięciu latach zrealizowane zostały następujące projekty:

- Wysokosprawny system konwersji energii słonecznej na ciepłą i elektryczną dla budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej, 1.10.2017- 30.09.2020, budżet: 1587300 zł. (NCBiR). Przedmiotem projektu było stworzenie nowego produktu: wysokosprawnego systemu konwersji energii słonecznej na ciepłą i elektryczną dla budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej.
- Prace B+R wykonanie i finansowanie projektu w Programie "BLOKI 200+", 07.06.2018 - 30.08.2019 (Faza II), budżet: 1114387 zł (NCBiR). Celem projektu było opracowanie rozwiązań pozwalających na zwiększenie elastyczności bloków energetycznych.
- RESHeat - RENEWABLE ENERGY SYSTEM FOR RESIDENTIAL BUILDING HEATING AND ELECTRICITY PRODUCTION realizowany w ramach programu ramowego Horyzont 2020, 01.12.2020 – 30.11.2024, budżet: € 2 865 250 (Politechnika Krakowska € 338 750). RESHeat jest systemem trigeneracji energii, a więc wykorzystującym OZE do produkcji energii elektrycznej, ciepłej oraz chłodu na potrzeby budynków mieszkalnych lub użyteczności publicznej.

**Firma FHU Urządzenia Chłodnicze Marek Czamara** w latach 2017 – 2020 wzięła udział w projekcie pt. „Wysokosprawny system konwersji energii słonecznej na ciepłą i elektryczną dla budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej” (HYSOL) finansowanym przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach II konkursu „Polsko-niemieckiej współpracy na rzecz zrównoważonego rozwoju – STAIR”. W skład konsorcjum weszła Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki; ELFRAN – Franciszek Ścisłowicz; F.H.U. Czamara s.c. Marek Czamara, Piotr Czamara; Techniczny Uniwersytet Hamburg (Niemcy), Perpendo Energie- und Verfahrenstechnik GmbH (Niemcy). Głównym celem projektu było stworzenie nowatorskiego hybrydowego układu paneli ELFRAN HYBRID PRO oraz przetestowanie nowego systemu chłodzenia paneli hybrydowych. W efekcie została opracowana konstrukcja uniwersalnego modułu chłodzącego dla różnego typu paneli PV. Ponadto zaproponowane rozwiązania zostały wykorzystane w pilotażowej instalacji w budynku Komendy Głównej Straży Pożarnej w Oświęcimiu. W pilotażowej instalacji badawczej zaproponowany układ chłodzenia współpracuje z pompą ciepła, co przyczyniło się do znacznej poprawy sprawności instalacji.

W latach 2018 – 2021 Firma CZAMARA wzięła udział w Programie Operacyjnym Inteligentny Rozwój 2014-2020. Przedmiotem projektu było stworzenie nowego produktu: SOPSAR - zeroemisyjnego niskotemperaturowego systemu ogrzewania i produkcji energii elektrycznej. System jest dedykowany dla odbiorców przemysłowych, branży hotelarskiej, osiedli domów jednorodzinnych. Opracowany system zaopatruje w całość budynki w energię ciepłą, a ponadto jest źródłem energii elektrycznej.

Energia słoneczna zasila kolektory słoneczne oraz panele fotowoltaiczne, a jej nadmiar kierowany jest do podziemnych akumulatorów ciepła oraz oddawany do sieci elektrycznej. Elementem wspomagającym jest pompa ciepła. Opisany powyżej system w 2020 roku uzyskał prawa patentowe o nr P.434913. Wśród uczestników projektu należy wymienić instytucje jak Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki; Politechnika Warszawska; ELFRAN – Franciszek Ścisłowicz.

Obecnie, od roku 2020 firma Czamara uczestniczy w kolejnym projekcie o nazwie RESHeat. Jest to projekt badawczy polegający na stworzeniu innowacyjnego zeroemisyjnego i autonomicznego systemu energetycznego, opartego tylko na instalacjach wykorzystujących Odnawialne Źródła Energii zdobył finansowanie w ramach Programu Ramowego Unii Europejskiej Horyzont 2020.

RESHeat jest systemem trigeneracji energii, a więc wykorzystującym OZE do produkcji energii elektrycznej, ciepłej i chłodu na potrzeby budynków mieszkalnych lub użyteczności publicznej. Podstawowe możliwości zaproponowanego rozwiązania to: wykorzystanie energii słonecznej jako głównego źródła energii odnawialnej, wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej za pomocą modułów PVT (fotowoltaika termiczna) nowej konstrukcji, wykorzystywanie modułów PVT oraz rurowych próżniowych kolektorów wyposażonych w układy nadążne w celu zwiększenia pozyskiwania energii słonecznej, sezonowe magazynowanie energii ciepłej w podziemnych magazynach, regeneracja gruntu za pomocą ciepła odpadowego z ogniw PVT, ogrzewanie i chłodzenie budynku za pomocą pompy ciepła.

Proponowane rozwiązanie RESHeat będzie oparte na konfiguracji opracowanej w Limanowej. Dwie instalacje demonstracyjne, działające już w Oświęcimiu (Polska) i Limanowej (Polska), potwierdzają, że RESHeat działa dobrze i wytwarza zarówno ogrzewanie, ciepłą wodę użytkową, jak i energię elektryczną co najmniej na 70% całkowitego zapotrzebowania na energię. Jednak witryny demonstracyjne są obecnie przeznaczone tylko dla fabryk i budynków użyteczności publicznej. Dlatego RESHeat planuje przenieść się w stronę wielorodzinnych budynków mieszkalnych i przedstawić demonstrację dla trzech różnych budynków, w których zapotrzebowanie na energię znacznie się różni. Jako lokalizację brane są pod uwagę mieszkania wielomieszkaniowe w Rzymie (Włochy), Limanowej (Polska) i Krakowie (Polska). W Rzymie jako budynek demonstracyjny proponowany jest budynek mieszkalny z 12 (dwunastoma) mieszkaniami, w Limanowej planowany jest budynek mieszkalny z 7 (siedmioma) mieszkaniami, zaś w Krakowie budynek mieszkalny z 20 (dwadzieścia) mieszkaniami. Koordynatorem projektu jest Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki, pozostali uczestnicy to: ATER Provincia di Roma (Włochy); OILON (Finlandia); ELFRAN Franciszek Ścisłowicz (Polska); Uniwersytet La Sapienza w Rzymie (Włochy); Politechnika w Brnie (Republika Czeska); Zarząd Budynków Komunalnych w Krakowie (Polska)

### 10.3 Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej

**Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej (IBS PW)** jak już zostało wspomniane wyżej specjalizuje się w realizacji prac badawczych na rzecz przemysłu. Szereg z prac realizowanych przez IBS PW dotyczy tematyki ciepłowniczej. Poniżej wymieniono kilka z nich:

- Analiza rzeczywistego zapotrzebowania na moc dla budynków mieszkalnych i mieszkalno-usługowych na podstawie danych z układów, Innogy Stoen Operator, 2008
- Opracowanie - Uwarunkowania sieci ciepłowniczej miasta Lublina w kontekście wzrostu zapotrzebowania na ciepło i planów źródeł ciepła, Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A., 2016
- Analiza możliwości zwiększenia osiągalnej mocy elektrycznej jednostek kogeneracyjnych, w wyniku wzrostu możliwości pracy w trybie pseudokondensacji, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, 2016
- Analiza wielkości mocy maksymalnej źródeł należących do EDF oraz analiza możliwości wykorzystania akumulacji ciepła do zwiększenia tej mocy, EDF Polska S.A., 2016
- Przeprowadzenie szkolenia dla pracowników ZEC z zakresu podstaw teoretycznych energetyki ciepłej, Zakład Energetyki Ciepłej, 2019
- Analiza ustalania obliczeniowego natężenia przepływu w Veolia Energia Warszawa S.A., VEOLIA ENERGIA WARSZAWA S.A., 2018
- Opracowania pod nazwą „Miasto z klimatem | Neutralny klimatycznie system ciepłowniczy w dużym mieście”, Forum Energii, 2022

**Zespół Politechniki Krakowskiej** posiada duże doświadczenie w zakresie realizacji projektów z branży ciepłowniczej. Przez zespół z PK zrealizowane zostały między innymi następujące projekty:

- Wysokosprawny system konwersji energii słonecznej na ciepłą i elektryczną dla budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej, 1.10.2017- 30.09.2020, budżet: 1587300 zł. (NCBiR). Przedmiotem projektu było stworzenie nowego produktu: wysokosprawnego systemu konwersji energii słonecznej na ciepłą i elektryczną dla budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej.
- RESHeat - RENEWABLE ENERGY SYSTEM FOR RESIDENTIAL BUILDING HEATING AND ELECTRICITY PRODUCTION realizowany w ramach programu ramowego Horyzont 2020, 01.12.2020 – 30.11.2024, budżet: € 2 865 250 (Politechnika Krakowska € 338 750). RESHeat jest systemem trigeneracji energii, a więc wykorzystującym OZE do produkcji energii

elektrycznej, cieplnej oraz chłodu na potrzeby budynków mieszkalnych lub użyteczności publicznej.

**Firma FHU Urządzenia Chłodnicze Marek Czamara** od wielu lat uczestniczy w projektowaniu oraz instalowaniu systemów cieplnych, głównie systemów odzysku i magazynowania ciepła odpadowego z różnego rodzaju instalacji przemysłowych. Odzyskane ciepło przeznaczone jest głównie na potrzeby c.w.u. oraz ogrzewania budynków. Najważniejsze realizacje wykonane przez firmę Czamara to:

- ZM Skłodowscy, Łotwa, odzysk i magazynowanie ciepła – 2021 r.
- ZM Skłodowscy, Nienały-Szymany, odzysk ciepła z urządzeń produkcyjnych – 2020 r.
- PPHU BIELA Stanisław Biela, Stare Bystre, system odzysku ciepła oraz inst. hydrauliczne – 2020 r.
- Crownpol Sp. z o.o., Namysłów, system odzysku ciepła – 2019 r.
- Polkon Sp. z o.o. Zakład Przetwórstwa Owoców i Warzyw, system odzysku ciepła – 2018 r.
- Agro Marko s.r.o., Słowacja, Hotel - Spa and Wellness, kompleksowy projekt ogrzewania budynku i basenów z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, paneli fotowoltaicznych, obrotowych kolektorów słonecznych oraz pompy ciepła – realizacja od roku 2017.
- Star meat Sp. J., Aleksandrów Łódzki, wykonanie systemu odzysku ciepła – 2016 r.
- MTM Food Sp. z o.o., Kamion, system odzysku ciepła – 2014 r.

#### *10.4 Informacje o Zespole Projektowym*

**Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski (Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o) - Kierownik Projektu**

Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski jest prezesem Zarządu Instytutu Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o. o. oraz pracownikiem naukowym Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej. Główna tematyka badawcza to: zastosowanie modelowania matematycznego w projektowaniu i eksploatacji turbin cieplnych, modelowanie matematyczne procesów nieustalonych w maszynach i urządzeniach energetycznych, systemy nadzoru eksploatacji bloków energetycznych, doskonalenie ekonomiki ruchu w elektrowniach i elektrociepłowniach, prace studialne nad nowymi technologiami w energetyce, programowanie rozwoju energetyki w warunkach radykalnych ograniczeń emisyjnych.

Zajmowane stanowiska

- Prezes Zarządu Instytutu Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o. 2012 – dzisiaj

- Dyrektor Instytutu techniki Ciepłej PW 1993 – 2012
- Dyrektor Uczelnianego Centrum Badawczego Energetyki i Ochrony Środowiska PW 2002 – 2016

**Dr hab. inż. Wojciech Bujalski (Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o)**

Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, Dyrektor Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej, licencjonowany project manager (International Project Management Association). Główne obszary badawcze to magazynowanie ciepła, nowoczesne systemy ciepłownicze, optymalizacja układów energotechnologicznych. Posiada doświadczenie zawodowo w pracy w przedsiębiorstwie ciepłowniczym (2003 – 2007) jako analityk systemowy. Zrealizował wiele projektów badawczych zakresu ciepłownictwa i magazynowania ciepła jak również kierował wieloma projektami zrealizowanymi na rzecz przemysłu. Jednym z ważniejszych projektów było wdrożenie systemu doradczego do Optymalizacji pracy największego w Polsce zasobnika ciepła w EC Siekirki zrealizowanego dla Vateenfall. Największym uznaniem za działalność dotycząc rozwoju akumulacji było otrzymanie w roku 2015 prestiżowej Nagrody Naukowej Siemens'a wraz z prof. Krzysztofem Badydą i dr hab. Ryszardem Zwierzchowski za „Opracowanie i wdrożenie naukowych podstaw projektowania i optymalizacji sterowania pracy zasobników ciepła w systemach ciepłowniczych”.

**Prof. dr hab. inż. Jan Taler (Politechnika Krakowska)**

Dyrektor Katedry Energetyki na Wydziale Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Krakowskiej. Główne obszary działalności to wymiana ciepła, elektrownie ciepłownicze, dynamika kotłów parowych, zagadnienia odwrotne przewodzenia ciepła i naprężeń cieplnych, wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w układach zintegrowanych, pompy ciepła, wymienniki ciepła. Prof. Jan Taler jest autorem licznych publikacji naukowych w postaci książek (Springer, VDI, Ossolineum, WNT), rozdziałów w książkach (Nova Science Wydawca NY) i artykułów opublikowanych w najbardziej prestiżowych czasopiśmie krajowych i zagr. Ponadto był liderem lub wykonawcą w ok. 100 projektach krajowych i międzynarodowych (COST). Posiada 5 patentów.

Miejsce pracy i zajmowane stanowiska:

- 2 lata v-ce dyrektor Instytutu Aparatury Przemysłowej i Energetyki (1991-1993)
- Dyrektor Instytutu Aparatury Przemysłowej i Energetyki (1993-2009)
- Kierownik Katedry Maszyn i Urządzeń Energetycznych (2009-2012)
- Dyrektor Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych (2012-2019)
- Kierownik Katedry Energetyki (od 01.05.2019r)

### **Prof. dr hab. inż. Dawid Taler (Politechnika Krakowska)**

Miejsce pracy i zajmowane stanowiska:

- asystent naukowo-dydaktyczny, od 1 października 1999 roku do 4 czerwca 2002 roku, w Katedrze Maszyn i Urządzeń Energetycznych na Wydziale Inżynierii Mechanicznej i Robotyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie,
- adiunkt naukowo-dydaktyczny, od 5 czerwca 2002 roku do 30 września 2011 roku, w Katedrze Maszyn i Urządzeń Energetycznych na Wydziale Inżynierii Mechanicznej i Robotyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie,
- profesor nadzwyczajny Politechniki Krakowskiej od 1 października 2011 roku do 2017 roku, w Instytucie Inżynierii Ciepłej i Ochrony Powietrza na Wydziale Inżynierii Środowiska Politechniki Krakowskiej,
- profesor tytularny od marca 2017 roku,
- Kierownik Katedry Katedra Procesów Ciepłych, Ochrony Powietrza i Utylizacji Odpadów od września 2017 roku do chwili obecnej

### **Prof. dr hab. inż. Bohdan Węglowski (Politechnika Krakowska)**

Główny obszar badań to opracowanie metod bazujących na rozwiązaniu odwrotnych zagadnień przewodzenia ciepła oraz modelowanie procesów przepływowo-ciepłych, opracowanie programów do identyfikacji pracy elementów ciśnieniowych kotłów energetycznych w stanach nieustalonych i w trakcie ustalonej pracy oraz ich weryfikacja na stanowiskach doświadczalnych i na elementach kotłów pracujących w elektrowniach krajowych opracowanie układu do obliczania stopnia zużycia krytycznych elementów kotłów, umożliwiającego określenie bezpiecznego czasu dalszej eksploatacji.

### **dr hab. inż. Piotr Dzierwa, prof. PK (Politechnika Krakowska)**

Miejsce pracy i zajmowane stanowiska:

- Asystent Katedry Maszyn i Urządzeń Energetycznych (2009-2012)
- adiunkt naukowo-dydaktyczny Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych (2017-2018)
- Profesor Uczelni (od 01.10.2018r)
- Opiekun specjalności: Modelowanie komputerowe w Energetyce na WM PK.

Działalność naukowa dr hab. inż. Piotra Dzierwy, prof. PK związana jest z zagadnieniami energetyki cieplnej. Prowadzi badania w obszarach związanych z modelowaniem procesów przepływowo-

cieplnych, analizą cieplnowytrzymałościową maszyn i urządzeń energetycznych, optymalizacją rozruchów bloków energetycznych, oraz monitorowaniem urządzeń energetycznych.

#### **dr hab. inż. Marcin Trojan, prof. PK (Politechnika Krakowska)**

Marcin Trojan zajmuje się zagadnieniami związanymi z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. Uczestniczy w pracach związanych z realizacją dwóch projektów (wykonawca) dotyczących wykorzystania OZE do bezemisijnego ogrzewania i produkcji energii elektrycznej oraz uczestniczył w realizacji kilkudziesięciu projektów w Katedrze Energetyki. Główne obszary działalności to wymiana ciepła, elektrownie ciepłone, dynamika kotłów, pompy ciepła, wymienniki ciepła. Zajmuje się także projektowaniem oraz przygotowaniem dokumentacji technicznej urządzeń, aparatury przemysłowej, wybranych elementów kotłów energetycznych i instalacji rurowych. Posiada doświadczenie naukowe w przeprowadzaniu pomiarów, badań jak i projektowe na poziomie kierownika zespołu projektowego.

Miejsce pracy i zajmowane stanowiska

- adiunkt naukowo-dydaktyczny Katedra Energetyki Politechniki Krakowskiej (2018)
- Profesor Uczelni (od 2019r)
- Kierownik prac w ramach zlecenia: Opracowanie systemu komputerowego monitorującego i określającego on-line sprawność energetyczną ZTPO.

#### **Marek Czamara (FHU Urządzenia Chłodnicze Czamara)**

Pan Marek Czamara posiada bogate, ponad 25 letnie doświadczenie kierownicze. Jako właściciel kieruje firmą i zarządzał zespołami składającym się z ponad 20 osób. Kierował zespołami technologicznymi i konstrukcyjnymi. Posiada doświadczenie we wprowadzaniu nowego asortymentu do produkcji jak również w zakresie inwestycji. Zdobył doświadczenie w projektach dużym poziomie skomplikowania oraz o krótkim terminie realizacji.

Zarządzał dwoma projektami badawczo rozwojowymi w okresie 2017-2021. Obecnie zarządza projektem RESHeat w części realizowanej przez FHU Urządrealizowanym w ramach konsorcjum międzynarodowego nadzorowanego bezpośrednio przez Komisję Europejską w ramach programu ramowego Horyzont 2020.

#### **Piotr Czamara (FHU Urządzenia Chłodnicze Czamara)**

Pan Piotr Czamara ukończył studia inżynierskie w Państwowej Wyższej Szkole Zawodowej w Nowym Sączu na kierunku Zarządzanie i Inżynieria Produkcji. Od 16 lat pracuje w branży chłodniczej oraz



grzewczej. Od 2012 roku jest współwłaścicielem firmy FHU Czamara s.c. i posiada bogate doświadczenie w koordynacji projektów, inwestycji oraz nadzorowaniu montażu wykonywanych instalacji.

#### **Michał Franczak (FHU Urządzenia Chłodnicze Czamara)**

Pan Michał Franczak ukończył studia magisterskie na Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie na wydziale Inżynierii Metali i Informatyki Przemysłowej w zakresie Ogrzewnictwa i Klimatyzacji. Od 4 lat pracuje w firmie FHU Urządzenia Chłodnicze na stanowisku Inżyniera-Specjalisty energii odnawialnych. Posiada bogate doświadczenie w wykonywaniu doborów instalacji fotowoltaicznych, pomp ciepła, nadzorowania montażu wykonywanych instalacji, dokonywaniu zgłoszeń instalacji PV itp. Pełnił funkcję inżyniera - badacza w trakcie prowadzonych przez firmę projektów badawczo- rozwojowych.

#### **Jacek Drab (FHU Urządzenia Chłodnicze Czamara)**

Pan Jacek Drab ukończył studia inżynierskie na Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie na kierunku Automatyka i Robotyka. Od 5 lat pracuje w firmie FHU Urządzenia Chłodnicze na stanowisku automatyk / programista. Posiada duże doświadczenie w zakresie tworzenia systemów sterowania , zarządzania produkcją ciepła / chłodu za pomocą systemów automatyki przemysłowej. Pełnił funkcję specjalisty -informatyka w trakcie prowadzonych przez firmę projektów badawczo-rozwojowych.

#### **Agnieszka Drzyzga (FHU Urządzenia Chłodnicze Czamara)**

Pani Agnieszka Drzyzga ukończyła studia magisterskie na Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie na wydziale Geologii Geofizyki i Ochrony Środowiska. Przez 9 lat pracowała w Przedsiębiorstwie Geologicznym we Wrocławiu PROXIMA S.A. Posiada uprawnienia geologiczne nr VIII-0171. Od 4 lat pracuje w firmie FHU Urządzenia Chłodnicze. Uczestniczyła w realizacji projektów badawczo-rozwojowych.

#### **Grażyna Szubryt (FHU Urządzenia Chłodnicze Czamara)**

Pani Grażyna Szubryt ukończyła studia licencjackie w Państwowej Wyższej Szkole Zawodowej w Nowym Sączu na kierunku Administracja i Finanse Sektora Publicznego. Od 14 lat pracuje w firmie FHU Urządzenia Chłodnicze na stanowisku Kierownik Administracyjny. Jest zaangażowana we wszystkie większe zlecenia i realizacje firmy, które nadzoruje, dokumentuje i rozlicza. Posiada doświadczenie w koordynacji dużych projektów, w tym projektów badawczo-rozwojowych oraz zarządzaniu kadrą.

## **Dr hab. inż. Piotr Krawczyk (Instytutu Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o)**

Dr hab. inż. Piotr Krawczyk jest zatrudniony na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej od 2008 roku, obecnie na stanowisku profesora uczelni. Jego sylwetkę charakteryzuje:

- duży dorobek naukowy (ok 100 publikacji);
- duży dorobek w zakresie realizacji i kierowania pracami o charakterze aplikacyjnym (ok 80 ekspertyz i prac na zlecenie przemysłu w tym z sektora ciepłowniczego);
- duże doświadczenie w realizacji i kierowaniu projektami badawczymi (15 projektów z NCBiR, w sześciu z nich pełnił rolę kierownika);
- aktywna współpraca międzynarodowa.

Pełnił rolę promotora w 62 pracach dyplomowych. Jest obecnie promotorem 4 doktorantów oraz promotorem pomocniczym w 2 postępowaniach doktorskich. Jest laureatem: m.in. pięciu nagród JM Rektora Politechniki Warszawskiej. Jest autorem i współautorem 11 patentów.

## *11 Załączniki*

### *Model numeryczny Demonstratora Technologii:*

- *arkusz kalkulacyjny z zestawieniem danych liczbowych opisujących System Demonstracyjny,*
- *model numeryczny.*