



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

## REALIZACJA PRZEDMIOTU ZAMÓWIENIA PRZEDKOMERCYJNEGO W RAMACH PRZEDSIĘWZIĘCIA „ELEKTROCIĘPŁOWNIA W LOKALNYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM” ETAP I

### REKOMENDACJA WYKONAWCY – DOBRE PRAKTYKI TRANSFORMACJI SYSTEMU ELEKTROCIĘPŁOWNICZEGO W KIERUNKU OZE



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

Nazwa obiektu	ELEKTROCIĘPŁOWNIA Z OZE – DEMONSTRATOR TECHNOLOGII		
Zamawiający	Narodowe Centrum Badań i Rozwoju		
Użytkownik	PEC w Końskich Sp. z o.o.		
Nr umowy	<b>88/21/PU/P63-05</b>	Nr rejestrowy	<b>UP/2021/795</b>
Temat Umowy	<p align="center"><b>REALIZACJA PRZEDMIOTU ZAMÓWIENIA PRZEDKOMERCYJNEGO W RAMACH PRZEDSIĘWZIĘCIA „ELEKTROCIĘPŁOWNIA W LOKALNYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM” ETAP I</b></p>		
Pozycja umowy		Pozycja rejestr. umowy	
Tytuł projektu	<p align="center"><b>ELEKTROCIĘPŁOWNIA SOLARNA Z MAGAZYNOWANIEM ENERGII W ZBIORNIKU SEZONOWYM TYPU PTES ORAZ W WODORZE WRAZ Z INTELIGENTNYM SYSTEMEM ZARZĄDZANIA ENERGIĄ</b></p>		
Zespół prowadzący:	Faza projektu: <b>ETAP I</b>	Nr projektu archiwalny Klienta:	
Historia wydań			
01	19.07.2022	Zespół	J.Mirek      Rewizja 01
00	14.03.2022	Zespół	J.Mirek      Zerowe wydanie dokumentu
Wyd.	Data	Wykonał:	Zatwierdził:      Opis
Wykonał:	Projektował: Zespół projektowy	Sprawdził:	Kierownik Pracowni / Zatwierdził: J. Mirek
Tytuł dokumentu			
<p align="center"><b>REKOMENDACJA WYKONAWCY DOBRE PRAKTYKI TRANSFORMACJI SYSTEMU ELEKTROCIĘPŁOWNICZEGO W KIERUNKU OZE</b></p>			
Nr dokumentu archiwalny Klienta:		Nr dokumentu archiwalny Klienta: (2)	
Data wyd.00 <b>10.07.2022</b>	Nr dokumentu: <b>NNP+_S-00059_V2_++++_ACH002_01_01</b> Obiekt __ Nr projektu __ Dział __ Kod instalacji __ Nr DCC __ Arkusz __ Wydanie		Str./Stron <b>2/66</b>

# KARTA WYDAŃ

Wydanie	Opis wprowadzonej zmiany
00	Zerowa rewizja dokumentu
01	Dodano punkt 10 – uwzględniający alternatywny model Demonstratora oraz m.in. aktualizacje budżetu, cen mediów, danych pogodowych, oraz kalkulacji LCOH

## SPIS TREŚCI

<b>STRESZCZENIE .....</b>	<b>9</b>
<b>1. WSTĘP.....</b>	<b>10</b>
1.1. Opis problemu badawczego .....	10
1.2. Opis opracowanej technologii elektrociepłowni.....	12
1.2.1. Nazwa Opracowanej Technologii .....	12
1.2.2. Opis koncepcji.....	12
1.2.3. Zastosowane technologie i rozwiązania .....	16
1.2.4. Wykorzystane substraty i nośniki energii.....	17
1.2.5. Przemiany energii .....	18
1.2.6. Istotne parametry i ograniczenia .....	19
1.2.7. Organizacja pracy i zatrudnienie .....	19
<b>2. LOKALIZACJA DEMONSTRATORA TECHNOLOGII .....</b>	<b>20</b>
2.1.1. Charakterystyka lokalizacji .....	20
2.1.2. Opis budynków .....	24
2.1.3. Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej .....	25
Kotłownia gazowa K-1 .....	25
Kotłownia gazowa K-3 .....	25
2.1.4. Uzyskany udział odnawialnych źródeł energii w Demonstratorze Technologii .....	26
2.1.5. Rozmiar Powierzchni Użytkowej Lokali ogrzewanych ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii, oraz zaopatrywanych w ciepłą wodę użytkową ogrzewaną ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii .....	26
<b>3. PROJEKTOWANIE TECHNOLOGII ELEKTROCIEPŁOWNI .....</b>	<b>28</b>
3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS.....	28
3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych .....	30
3.3. Kogeneracja .....	32
<b>4. ANALIZA KOSZTÓW CIEPŁA.....</b>	<b>33</b>
4.1. Analiza LCOH.....	33
4.2. Analiza efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii .....	36
<b>5. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE DOTYCZĄCE TECHNOLOGII ELEKTROCIEPŁOWNI</b>	<b>37</b>
5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora.....	40
5.2. Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni.....	41
<b>6. HARMONOGRAM BUDOWY INSTALACJI DEMONSTRATORA TECHNOLOGII.....</b>	<b>44</b>
<b>7. SKALOWALNOŚĆ I REPLIKOWALNOŚĆ TECHNOLOGII ELEKTROCIEPŁOWNI.....</b>	<b>45</b>
7.1. Skalowalność .....	45
7.2. Replikowalność.....	48
7.3. Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła	

.....	50
<b>8. KOMPONENT TECHNOLOGICZNY .....</b>	<b>51</b>
<b>9. OBLICZENIA .....</b>	<b>62</b>
<b>10. MODEL ALTERNATYWNY ELEKTROCIĘPŁOWNI .....</b>	<b>67</b>
10.1. Opis zmian w Alternatywnym Modelu Demonstratora Technologii.....	67
10.2. Udział OZE w Alternatywnym Modelu Demonstratora Technologii .....	69
10.3. Analiza kosztów ciepła.....	70
10.4. Analiza efektywności ekonomicznej Alternatywnego Demonstratora Technologii ...	74
10.5. Schemat blokowy przepływu energii .....	75
10.6. Wyniki symulacji .....	76
10.7. Wnioski .....	81
<b>11. BEZPIECZEŃSTWO .....</b>	<b>83</b>
<b>12. INFORMACJE DODATKOWE .....</b>	<b>83</b>
<b>13. DANE WYKONAWCY .....</b>	<b>84</b>

## SPIS RYSUNKÓW

Rys. 1 Schemat poglądowy elementów wchodzących w skład Demonstratora Technologii.....	14
Rys. 2 Demonstrator Technologii – Budynki zasilane w ciepło z kotłowni K-1 i K-3 zlokalizowane na osiedlu 3-go Maja w Końskich .....	21
Rys. 3 Planowany przebieg sieci ciepłowniczych w lokalizacji Demonstratora Technologii .....	23
Rys. 4 Struktura wydatków inwestycyjnych planowanych w ramach Demonstratora Technologii.....	34
Rys. 5 Diagram komponentów system besmart.energy.....	51
Rys. 6 Schemat mikrousługowej architektury aplikacji besmart.energy.....	52
Rys. 7 Przykładowy widżet dostępny w systemie besmart.energy. ....	54
Rys. 8 Wizualizacja topologii sieci energetycznej w systemie besmart.energy. ....	55
Rys. 9 Wizualizacja wyników działania modelu numerycznego pogody w systemie besmart.energy.....	56
Rys. 10 Przykładowe porównanie rzeczywistej produkcji energii zmierzonej na inwerterze z prognozą nasłonecznienia wykonaną przy pomocy besmart.energy.....	56
Rys. 11 Przykładowy widok parametrów pogodowych w określonym punkcie przestrzeni, który jest dostępny w systemie besmart.energy.....	57
Rys. 12 Widok indywidualnych dla każdego odbiorcy predykcji zużycia energii w perspektywie kolejnych 7 dni. ....	57
Rys. 13 Widok ekranu z predykcją cen energii na Towarowej Giełdzie Energii lub Rynku Bilansującym. ....	58
Rys. 14 Schemat Demonstratora Technologii z zaznaczonymi źródłami i odbiorcami energii. ....	63
Rys. 15 Udział poszczególnych źródeł w dostarczonej do magazynu PTES energii cieplnej z podziałem na poszczególne miesiące w roku (dane średnioroczne). ....	65
Rys. 16 Energia ciepła dostarczana do odbiorców z podziałem na poszczególne miesiące w roku (dane średnioroczne). ....	66
Rys. 17 Udział poszczególnych źródeł w dostarczonej do Demonstratora energii elektrycznej z podziałem na poszczególne miesiące w roku (dane średnioroczne). ....	66
Rys. 18 Całkowite natężenie promieniowania słonecznego oraz temperatura otoczenia z prognozy pogody dla miasta Końskie .....	67
Rys. 19 Struktura wydatków inwestycyjnych planowanych w ramach Demonstratora Technologii.....	71
Rys. 20 Schemat bilansu energii w Demonstratorze Technologii. Oznaczenie kolorów: <b>szary</b> – energia z zewnątrz, <b>żółty</b> – transfer energii między komponentami, <b>czarny</b> – strata energii do otoczenia, <b>pomarańczowy</b> – energia elektryczna przenoszona między komponentami, <b>zielony</b> – sprzedana energia elektryczna, <b>czerwony</b> – zakupiona energia elektryczna. ....	75
Rys. 21 Szczegółowe dane dotyczące wytworzonej/zużytej energii cieplnej w poszczególnych miesiącach (wartości średnioroczne). ....	77

Rys. 22 Szczegółowe dane dotyczące wytworzonej/zużytej energii elektrycznej w poszczególnych miesiącach (wartości średnioroczne).....	78
Rys. 23 Zależność energii pozyskanej z kolektorów słonecznych w funkcji dostępnej energii promieniowania słonecznego. ....	79
Rys. 24 Zależność energii pozyskanej z paneli fotowoltaicznych w funkcji dostępnej energii promieniowania słonecznego. ....	79
Rys. 25 Zależność COP pompy ciepła w funkcji temperatury parownika.....	80
Rys. 26 Zależność COP pompy ciepła w funkcji temperatury skraplacza. ....	80
Rys. 27 Zależność COP pompy ciepła w funkcji różnicy temperatur między parownikiem a skraplaczem.....	81

## SPIS TABEL

Tabela 1 Wykaz budynków mieszkalnych objętych Systemem Demonstracyjnym. ....	27
Tabela 2 Potwierdzenie zgodności przyjętych rozwiązań technologicznych dla farmy paneli fotowoltaicznych z wymaganiami obligatoryjnymi. ....	30
Tabela 3 - Zestawienie propozycji działań mających na celu zminimalizowanie zdarzeń niepożądanych.....	34
Tabela 4 Zestawienie wyników obliczeń efektywności ekonomicznej dla trzech pierwszych lat działania Demonstratora Technologii .....	36
Tabela 5 Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii.....	44
Tabela 6 Dane liczbowe do obliczenia udziału OZE w Demonstratorze Technologii .....	62
Tabela 7 Dane liczbowe do bilansu ciepła i energii elektrycznej Demonstratora Technologii .....	64
Tabela 8 Zestawienie zmian farmy słonecznej w Alternatywnym Modelu Demonstratora. ....	68
Tabela 9 Dane liczbowe do obliczenia udziału OZE w Demonstratorze Technologii .....	69
Tabela 10 Zestawienie propozycji działań mających na celu zminimalizowanie zdarzeń niepożądanych.....	71
Tabela 11 Zestawienie wyników obliczeń efektywności ekonomicznej dla trzech pierwszych lat działania Demonstratora Technologii .....	74
Tabela 12 Najważniejsze wyniki symulacji Alternatywnego Modelu Demonstratora Technologii.....	76



## STRESZCZENIE

W świetle wdrażanej europejskiej oraz krajowej polityki klimatycznej, poprawa jakości powietrza w Polsce stanowi zadanie absolutnie priorytetowe. Jednym z kluczowych elementów, decydującym o stanie powietrza w Polsce, obok energetyki, przemysłu i transportu – jest ciepłownictwo, zarówno indywidualne, jak i systemowe. Większość miejskich systemów ciepłowniczych w Polsce jest nieefektywna w świetle prawa europejskiego, i jeśli nie przejdzie procesu transformacji energetycznej, będzie musiała zostać zlikwidowana, bądź ceny produkowanego w nich ciepła przestaną być społecznie akceptowalne, ze względu na rosnące ceny paliw oraz opłaty emisyjne (EU ETS). Dodatkowo nieefektywne systemy nie będą mogły korzystać z mechanizmów wsparcia oraz będą miały ograniczony dostęp do preferencyjnych form finansowania inwestycji.

Rozwój systemów ciepłowniczych stanowi istotny element ogłoszonej w lutym 2021 roku Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040).

W niniejszym raporcie wykazano rynkową wykonalność oraz ekonomiczne i ekologiczne uzasadnienie transformacji energetycznej miejskiego systemu elektrociepłowniczego pod kątem możliwości produkcji energii cieplnej oraz elektrycznej pochodzącej w co najmniej 80% z zeroemisyjnych, odnawialnych źródeł energii (OZE). Projekt prowadzony jest w skali pilotażowej obsługującej niewielkie osiedle mieszkaniowe.

Raport wskazuje także, w jaki sposób ciepłownictwo, poprzez jego częściową elektryfikację, udział kogeneracji oraz inteligentny system sterowania i zarządzania energią, połączony z predykcją cen, może pomóc w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego.

# 1. WSTĘP

## 1.1. OPIS PROBLEMU BADAWCZEGO

Podstawowym celem realizowanego projektu badawczo-rozwojowego jest potwierdzenie hipotezy badawczej o rynkowej wykonalności systemu elektrociepłowniczego, który dostarczać będzie odbiorcom ciepło i energię elektryczną pozyskane co najmniej w 80% ze źródeł odnawialnych. Realizowany etap projektu obejmuje weryfikację hipotez badawczych w ujęciu analitycznym, poprzez opracowanie optymalnej technologii oraz konfiguracji urządzeń dla Systemu Demonstracyjnego, a także potwierdzenie przyjętych założeń wykonanymi analizami numerycznymi, w oparciu o symulację trzyletniego okresu eksploatacji modelu numerycznego opracowanej technologii systemu w środowisku TRNSYS 18, analizami ekonomicznymi oraz środowiskowymi. W kolejnym etapie projektu zostanie przeprowadzona weryfikacja w środowisku doświadczalnym, zaprojektowanym i wykonanym w postaci Demonstratora Technologii.

Opracowane w ramach przedsięwzięcia innowacyjne rozwiązanie służyć ma transformowaniu istniejących krajowych systemów ciepłowniczych bazujących na paliwach kopalnych w uniwersalny system wytwarzania i magazynowania energii do celów grzewczych w połączeniu z kogeneracją opartą o odnawialne źródła energii. Stworzony system służyć ma ponadto stabilizacji oraz autobilansowaniu lokalnego systemu elektroenergetycznego.

Zgodnie z przyjętymi przez NCBiR założeniami, opracowane rozwiązanie powinny umożliwiać stabilne i efektywne procesowo i ekonomicznie redukcję roli konwencjonalnych technologii wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, które cechuje wysoka emisyjność.

Realizacja Przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” ma na celu przyczynienie się do:

- ✓ upowszechnienia technologii odnawialnych źródeł energii w polskim elektrociepłownictwie,
- ✓ ochrony powietrza i klimatu,
- ✓ dekarbonizacji i osiągnięcia neutralności klimatycznej (zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto) do 2050 r. zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu.

W skali lokalnej realizacja przedsięwzięcia stanowi istotny element stabilizacji cen energii oraz bezpieczeństwa zasilania ciepłem systemowym dla mieszkańców objętej Systemem Demonstracyjnym części osiedla mieszkalnego.

Budowa Demonstratora Technologii przybliży ponadto Przedsiębiorstwo Energetyki Cielnej w Końskich do pozyskania statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz spełnienia wymagań Polityki

Energetycznej Polski do 2040 r., a dla Miasta Końskie stanowi istotny element redukcji śladu węglowego i wdrażania polityki klimatycznej na szczeblu lokalnym.

W ramach zrealizowanych prac badawczych przeanalizowano możliwość budowy Demonstratora Technologii, w którym podstawowym odnawialnym źródłem produkowanej energii będzie promieniowanie słoneczne, odbierane w postaci ciepła - poprzez kolektory solarne, a także przetwarzane na energię elektryczną – przez ogniwa fotowoltaiczne. Demonstrator to innowacyjna, wieloczęłkowa instalacja generacji, przetwarzania, magazynowania i transmisji energii elektrycznej oraz ciepłej dla celów grzewczych oraz produkcji ciepłej wody użytkowej dla odbiorców zewnętrznych, pochodzącej w ok. 90% ze źródeł OZE.

## 1.2. OPIS OPRACOWANEJ TECHNOLOGII ELEKTROCIĘPŁOWNI

### 1.2.1. Nazwa Opracowanej Technologii

Przedsięwzięcie realizowane jest w ramach ogłoszonego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju konkursu pn. „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, współfinansowanego ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju. W ramach projektu powstanie Demonstrator Technologii stanowiący efekt realizacji zadania pn. „Elektrociepłownia solarna z magazynowaniem energii w zbiorniku sezonowym typu PTES oraz w wodorze wraz z inteligentnym systemem zarządzania energią”.

### 1.2.2. Opis koncepcji

Ideą rozwiązania jest wykorzystanie energii słonecznej do zaspokajania zapotrzebowania odbiorców na ciepło do celów grzewczych oraz podgrzewu ciepłej wody użytkowej (CWU), a także energię elektryczną, ze szczególnym naciskiem położonym na dostawę ciepła i CWU w okresie zimowym. Nie jest to zadanie proste ze względu na zmienny potencjał energetyczny słońca uzależniony od pory dnia, pory roku oraz warunków atmosferycznych. Aby to uwzględnić konieczne jest zastosowanie magazynów energii – cieplnej i elektrycznej - które zgromadzą i przechowają energię w czasie nadprodukcji (kiedy promieniowanie słoneczne jest najbardziej intensywne) i uwolnią ją w czasie zwiększonego zapotrzebowania występującego równocześnie z ograniczeniem zdolności produkcyjnych.

Przedstawiona w raporcie propozycja rozwiązania została opracowana przy następujących założeniach i ograniczeniach:

1. Demonstrator powinien posiadać średnioroczną zdolność generacji energii cieplnej w ilości co najmniej pokrywającej zapotrzebowanie cieplne odbiorców oraz straty ciepła wynikające z zastosowanej technologii (w szczególności średnioroczna upływność cieplna magazynu ciepła).
2. Demonstrator powinien posiadać zdolność do magazynowania energii cieplnej, oraz uwalniania jej w okresach wzmożonego zapotrzebowania i ograniczonej generacji. Z drugiej strony potencjał magazynowania energii powinien być ograniczony ze względu na optymalizację kosztów inwestycyjnych (magazyn energii stanowi znaczną część nakładów inwestycyjnych).
3. Demonstrator powinien mieć zdolność do dostarczania medium grzewczego do odbiorców w wymaganej ilości i o wymaganych parametrach bez względu na stopień naładowania i sposób działania magazynu ciepła.
4. Demonstrator powinien mieć w miarę możliwości zdolność do zaspokajania potrzeb własnych elektrycznych ze względu na utrzymanie wysokiego współczynnika OZE, przy uwzględnieniu ograniczeń

co do nakładów inwestycyjnych i ich wpływu na współczynnik LCOH.

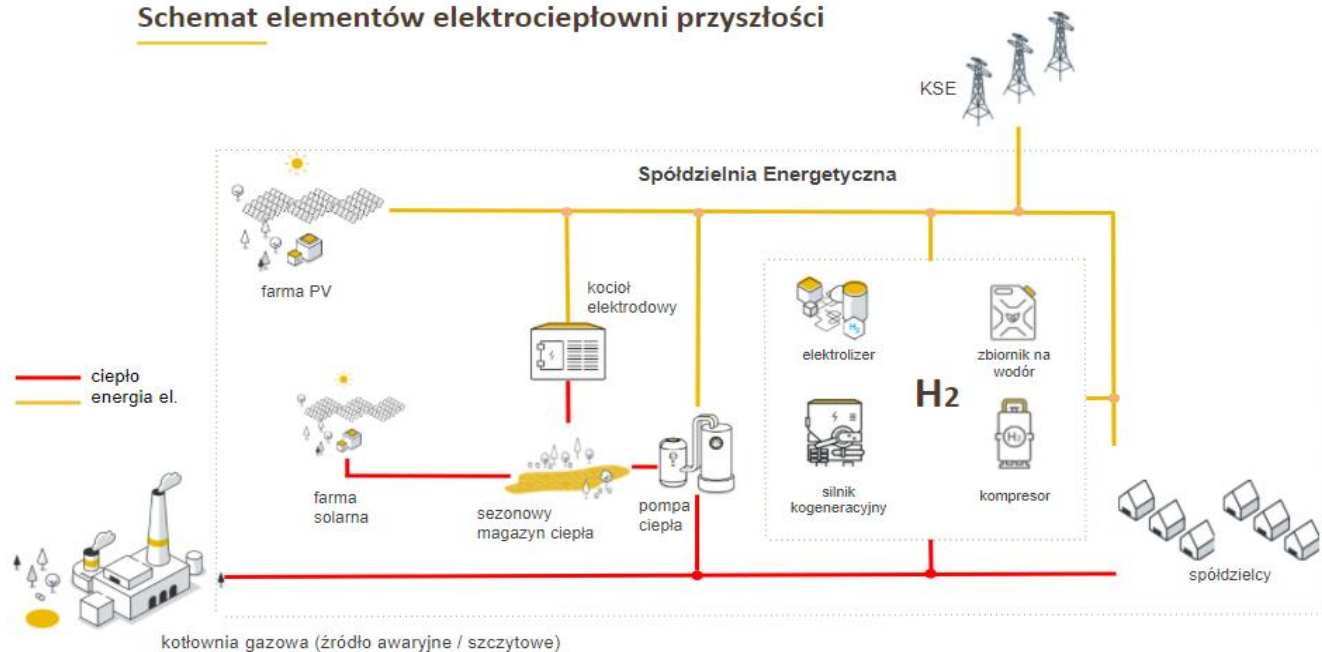
5. Demonstrator powinien mieć zdolność do magazynowania i sprzedaży certyfikowanej 'zielonej' energii elektrycznej oraz jej zakupu w ramach lokalnego rynku wytwórców energii z OZE, wspierając tym samym stabilizację i autobalansowanie lokalnego systemu elektroenergetycznego.
6. Inteligentny nadrzędny system sterowania powinien zapewnić optymalne wykorzystanie poszczególnych komponentów technologicznych zaprojektowanych w ramach Demonstratora, a także predykcję trendów cenowych zakupu/sprzedaży energii elektrycznej w celu intensyfikacji efektu ekonomicznego przedsięwzięcia.
7. W okresie najwyższego zapotrzebowania na ciepło w okresie zimowym jest dopuszczalne wykorzystanie źródeł nieodnawialnych w charakterze źródeł szczytowych przy założeniu, że średnioroczny współczynnik OZE nie spadnie poniżej ograniczenia konkursowego. Udział źródeł nieodnawialnych w średniorocznej produkcji ciepła silnie wpływa na wielkość demonstratora (nominalna moc cieplna), a zatem na nakłady inwestycyjne i LCOH.

Ponieważ przedstawione wyżej ograniczenia są silnie ze sobą powiązane i wpływają na dobór rozwiązań w sposób złożony i nieliniowy, dobór rozwiązań technologicznych zastosowanych w Demonstratorze został przeprowadzony drogą wieloetapowej optymalizacji, z wykorzystaniem autorskiego algorytmu optymalizacyjnego, w którym jako funkcję celu zdefiniowano optymalny stosunek wskaźnika LCOH do udziału OZE, przy założeniu przyjętych ograniczeń budżetowych.

W oparciu o wymagania konkursowe, analizę uwarunkowań lokalnych oraz czynników ekonomicznych i formalno-prawnych, zdecydowano o budowie Demonstratora Technologii w formie instalacji pilotażowej, obsługującej 17 wielorodzinnych budynków mieszkalnych stanowiących część osiedla mieszkalnego 3-Maja w Końskich, zlokalizowanych przy ul. 3 Maja, Traugutta i Niepodległości.

Na rysunku nr 1 przedstawiono poglądowy schemat Demonstratora Technologii Elektrociepłowni.

## Schemat elementów elektrociepłowni przyszłości



Rys. 1 Schemat poglądowy elementów wchodzących w skład Demonstratora Technologii

Podstawowym odnawialnym źródłem produkowanej energii będzie promieniowanie słoneczne, które odbierane będzie w postaci ciepła - poprzez kolektory solarne, a także przetwarzane na energię elektryczną – przez ogniwa fotowoltaiczne.

W sąsiedztwie istniejącej ciepłowni miejskiej powstanie farma solarna oraz zagłębiony w gruncie sezonowy magazyn ciepła typu PTES (Pit Thermal Energy Storage), pozwalający na wykorzystanie w sezonie grzewczym nadwyżek ciepła wyprodukowanego w sezonie letnim.

Odebrana przez kolektory solarne energia słoneczna zostanie przekształcona w energię cieplną, która poprzez wymiennik glikol-woda kierowana będzie do sezonowego magazynu ciepła. Farma solarna stanowiła będzie podstawowe źródło podgrzewu zgromadzonego w zbiorniku PTES czynnika grzewczego. Drugorzędowym źródłem ciepła zmagazynowanego w zbiorniku PTES będzie kocioł elektrodowy, oraz produkujące ciepło w kogeneracji silniki spalające wodór. Kolejne stopnie podgrzewu zgromadzonego w zbiorniku sezonowym czynnika, realizowane będą przez pompę ciepła, a w razie potrzeby rezerwowo – szczytowo – przez dwie istniejące osiedlowe kotłownie gazowe.

Dodatkowo na obrzeżach miasta, w sołectwie Kornica powstanie farma fotowoltaiczna, która produkowała będzie energię elektryczną. Wytworzona energia elektryczna wykorzystana będzie w pierwszej kolejności do zasilania urządzeń Demonstratora, w tym przede wszystkim pompy ciepła, a także do produkcji ciepła w kotłach elektrodowych, stanowiących drugorzędne źródło energii cieplnej gromadzonej w sezonowym zbiorniku ciepła.

Nadwyżki wyprodukowanej energii elektrycznej przeznaczone zostaną do produkcji zielonego wodoru

wytwarzanego w procesie elektrolizy wody. Zgromadzony w zbiornikach wodór stanowił będzie formę magazynowania energii elektrycznej. Podczas niedoborów energii elektrycznej produkowanej przez farmy solarne, m.in. w nocy, zmagazynowany wodór będzie spalany w silnikach kogeneracyjnych i ponownie przetwarzany w energię elektryczną, a także w ciepło, stanowiące trzeciorzędowe źródło zasilania magazynu sezonowego PTES.

Ponadto założono powiązanie systemu z lokalnym systemem energetycznym poprzez włączenie przedsięwzięcia do lokalnej spółdzielni energetycznej, oraz sprzedaż mieszkańcom nadwyżek wyprodukowanej poprzez farmy PV energii elektrycznej.

Zmagazynowany w sezonowym zbiorniku energii czynnik grzewczy przeznaczony będzie na zasilanie w ciepło oraz ciepłą wodę użytkową objętych Demonstratorem budynków mieszkalnych, wchodzących w skład osiedla mieszkalnego 3 Maja w Końskich. W okresach, kiedy temperatura czynnika grzewczego zgromadzona w zbiorniku PTES nie osiągnie parametru wymaganego przez krzywą grzewczą, czynnik grzewczy kierowany będzie na drugi stopień podgrzewu, tj. pompę ciepła zasilaną 'zieloną' energią elektryczną pochodzącą z farmy PV, bądź wytwarzaną poprzez silniki kogeneracyjne z 'zielonego' wodoru. W momentach niedoboru dopuszcza się zakup certyfikowanej energii elektrycznej pochodzącej z OZE od lokalnych wytwórców, z którymi zawarte zostały listy intencyjne.

Do realizacji projektu przewidziano wykorzystanie systemu informatycznego do sterowania efektywnym przepływem energii w systemie. Na potrzeby Systemu Demonstratora Technologii zostanie zaimplementowana dedykowana platforma informatyczna besmart.energy, umożliwiającą nadrzędne sterowanie oraz zarządzanie systemem Demonstratora, zapewniającą m.in.:

- ✓ pomiary, kontrolę i sterowanie poszczególnymi komponentami systemu EC,
- ✓ predictive maintenance dla kluczowych komponentów systemu,
- ✓ prognozowanie produkcji energii OZE i bilansowanie energii,
- ✓ predykcję zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną,
- ✓ auto bilansowanie i rozliczanie spółdzielni energetycznej,
- ✓ bezpieczeństwo fizyczne i cybernetyczne systemu.

Informatyczny system nadrzędnego sterowania pozwoli na optymalne wykorzystanie poszczególnych komponentów technologicznych.

### 1.2.3. Zastosowane technologie i rozwiązania

W skład Demonstratora Technologii wchodzi następujące komponenty technologiczne:

1. **Farma słoneczna** – areał zabudowany panelami słonecznymi do pozyskiwania energii cieplnej z promieniowania słonecznego, przewidziany jako podstawowe źródło energii cieplnej, realizującej konwersję energii słonecznej na ciepło przez kolektory solarne skupiające energię słoneczną na przepływającej przez orurowanie mieszance wody z glikolem

Na farmę solarną składają się następujące urządzenia:

- a. wielkopowierzchniowe, płaskie kolektory solarne,
  - b. orurowanie,
  - c. pompy obiegu glikolu,
  - d. wymiennik ciepła woda-glikol.
2. **Magazyn sezonowy ciepła typu PTES** – zbiornik gruntowy o znacznej pojemności, służący przede wszystkim do zakumulowania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych (głównie farm słonecznych), nadwyżek energii elektrycznej konwertowanej w ciepło poprzez kocioł elektrodowy oraz nadwyżek energii cieplnej z jednostek kogeneracji wyprodukowanej w sezonie letnim.
  3. Instalacja wyprowadzania ciepła do odbiorców zewnętrznych odpowiedzialna za regulację temperatury i przepływu wody grzewczej docierającej do odbiorców. W zależności od stopnia naładowania PTES do tego celu wykorzystuje się:
    - a. **płytkowy wymiennik ciepła typu woda-woda** (temperatura medium w PTES przewyższa temperaturę zadaną na sieć),
    - b. **pompę ciepła** (temperatura medium w PTES poniżej wartości zadanej na sieć).
  4. **Farma fotowoltaiczna** – areał zabudowany panelami fotowoltaicznymi do pozyskiwania energii elektrycznej, pokrywającej w pierwszej kolejności zasilanie potrzeb własnych Demonstratora. W panelach fotowoltaicznych zachodzi konwersja energii słonecznej na energię elektryczną, przez moduły PV wykorzystujące zjawisko fotoelektryczne. Na farmę fotowoltaiczną składają się następujące urządzenia:
    - a. monokrystaliczne moduły fotowoltaiczne,
    - b. przekształtniki DC/AC (falowniki),
    - c. stacje transformatorowe,
    - d. okablowanie DC, AC,
    - e. monitoring, aparatura sterująca.

5. **Kocioł elektrodowy** – drugorzędne źródło ciepła do PTES, wykorzystywany w okresie nadprodukcji



energii elektrycznej.

6. **Stacja elektrolizy wodoru** wraz ze sprężarką i magazynem wodoru – instalacja do magazynowania energii elektrycznej w postaci paliwa gazowego dla źródła kogeneracyjnego (silnika CHP).
7. **Silnik gazowy CHP** – spalający wodór, wykorzystywany jako źródło kogeneracyjne ciepła i energii elektrycznej, przewidziany przede wszystkim do zasilania potrzeb własnych w okresach, gdy farma fotowoltaiczna nie pracuje (np. nocą).

Jednym z fundamentów elektrociepłowni przyszłości jest **system informatyczny** do sterowania efektywnym przepływem energii w systemie. W tym celu zostanie wykorzystana platforma besmart.energy rozbudowana o dedykowane moduły rozszerzające jej funkcje. Zapewnią one komunikację z sensorami pomiarowymi oraz urządzeniami wykonawczymi sterowanymi przy pomocy wypracowanych w ramach projektu modeli matematycznych gwarantujących ich optymalną pracę. Dzięki zastosowaniu platformy możliwe będzie bieżące monitorowanie stanu systemu jako całości oraz poszczególnych jego elementów, predykcja produkcji oraz zużycia energii na podstawie m.in. prognozy pogody oraz predykcja cen energii, co dodatkowo pozwoli w razie konieczności na zakup energii po bardzo niskich cenach. System w przyszłości - jak zostaną zapewnione odpowiednie zmiany legislacyjne - będzie wykorzystywał również taryfy dynamicznej za energię elektryczną dzięki czemu opłacalne może okazać się np. produkowanie wodoru lub podgrzewanie czynnika w magazynie sezonowym ze źródeł odnawialnych, a zasilanie odbiorców z krajowego systemu energetycznego. Zadaniem systemu informatycznego będzie rozwiązanie problemu optymalizacyjnego i dokonanie właściwej decyzji.

#### 1.2.4. Wykorzystane substraty i nośniki energii

W instalacji wykorzystuje się trzy źródła energii:

- Energia solarna – podstawowe źródła energii odnawialnej, które wykorzystywane jest do wytwarzania energii elektrycznej w panelach fotowoltaicznych oraz zamieniana na ciepło w panelach solarnych.
- Energia elektryczna zakupiona potwierdzona certyfikatem pochodzenia ze źródeł OZE – wykorzystywana w okresach niedoboru energii elektrycznej do zasilania potrzeb własnych (np. nocą).
- Paliwo gazowe GZ-50 – źródło energii chemicznej do zasilania kotłowni gazowej rezerwowo-szczytowej.

Nośnikami energii w instalacji są:

- Woda – nośnik i medium magazynujące energię cieplną.
- Prąd elektryczny 3-fazowy 400V, pochodzący w większej części z farmy fotowoltaicznej, uzupełniany zakupami energii z zewnętrznej sieci energetycznej oraz w niewielkiej części produkowany przez źródło kogeneracyjne (silnik wodorowy CHP).

- Wodór – wykorzystywany do magazynowania nadwyżek produkcyjnych farmy fotowoltaicznej w postaci energii chemicznej.
- Roztwór glikolu – nośnik energii cieplnej w obiegu pierwotnym farmy solarnej.

### 1.2.5. Przemiany energii

W Demonstratorze wykorzystuje się następujące procesy przemiany energii:

- Konwersja energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną za pomocą paneli fotowoltaicznych. Sprawność procesu: 20,56%
- Konwersja energii promieniowania słonecznego na energię cieplną za pomocą paneli solarnych. Sprawność procesu: 29,27%.
- Konwersja energii elektrycznej na ciepło w wodzie obiegowej magazynowanej w zbiorniku sezonowym PTES. Sprawność procesu: 98%.
- Produkcja wodoru - konwersja energii elektrycznej na energię chemiczną do przyszłego uwolnienia w procesie spalania wodoru. Sprawność procesu: 56,5%.
- Konwersja energii chemicznej w wodorze na energię cieplną i elektryczną w procesie kogeneracyjnym spalania wodoru w silniku gazowym CHP. Energia elektryczna zużywana jest na potrzeby własne Demonstratora, a energia cieplna odbierana jest przez wodę grzewczą i magazynowana w zbiorniku sezonowym PTES. Sprawność całkowita: 88,1%. Sprawność cząstkowa wytwarzania energii elektrycznej: 41,1%. Sprawność cząstkowa wytwarzania energii cieplnej 46,9%.
- Konwersja energii chemicznej paliwa gazowego na energię cieplną w wodzie grzewczej kierowanej do odbiorców zewnętrznych – ta przemiana zachodzi w kotłowni rezerwowo-szczytowej nie będącej częścią instalacji Demonstratora. Sprawność procesu: 89%.

Całość energii odpadowej i szczytowej jest odbierana, przetwarzana i kierowana do sezonowego magazynu energii, istnieją natomiast następujące straty energii:

- straty energii elektrycznej powstające w urządzeniach elektrycznych i w trakcie transportu energii po lokalnej sieci elektrycznej, ograniczana poprzez zastosowanie wysokosprawnych urządzeń,
- straty energii cieplnej podczas przekazywania energii w wymiennikach ciepła i podczas transportu energii cieplnej rurociągami wodnymi, ograniczana poprzez zastosowanie odpowiedniej izolacji termicznej,
- straty energii cieplnej podczas magazynowania w zbiorniku sezonowym PTES, ograniczana jedynie

w minimalnym stopniu ze względów ekonomicznych.

Suma strat energii w instalacji w ujęciu średniorocznym wynosi ok. 23%.

### 1.2.6. Istotne parametry i ograniczenia

Według obliczeń symulacyjnych spodziewany **udział OZE** w opracowanym w ramach projektu Demonstratorze, przy wykorzystaniu przedstawionych rozwiązań technologicznych wyniesie **ok. 92%**.

**Warunki lokalizacji:** na terenie Polski spodziewać się można zbliżonych wartości nasłonecznienia (in. insolacji, dla naszego kraju wartości te znajdują się w przedziale 900 – 1200 kWh/rok/m<sup>2</sup>, w Końskich – 1070 kWh/rok/m<sup>2</sup>), możliwie płaski teren (do ok. kilku procent pochylenia terenu w dowolnym kierunku, w przypadku ekspozycji na południe – możliwe większe pochylenie terenu, konieczność każdorazowego dostosowanie optymalnego kąta pochylenia PV/kolektorów), w zależności od planu zasilenia urządzeń (np. pomp) oraz wyprowadzenia mocy z farmy PV konieczna jest analiza istniejącej sieci przesyłowej i/lub rozważenie podwyższonych kosztów wykonania przyłącza.

Dla magazynu sezonowego ograniczeniem jest dostępność gruntów umożliwiających przygotowanie wykopu o wymaganej wielkości, w którym będzie składowany czynnik akumulujący ciepło. Stosunek pojemności cieplnej do objętości magazynu jest stały.

### 1.2.7. Organizacja pracy i zatrudnienie

Farmy fotowoltaiczna i solarna są systemami bezobsługowymi w rozumieniu codziennego utrzymania produkcji. Wymagają natomiast zdalnego monitoringu, okresowego mycia, podkaszania oraz serwisowania w celu utrzymania ich sprawności na deklarowanym poziomie.

Czynności serwisowe wykonywane będą w oparciu o indywidualne zlecenia przez specjalistyczne firmy. Czynności eksploatacyjne nie wymagają dodatkowego zatrudnienia i mogą być realizowane przez dotychczasową obsługę ciepłowni.

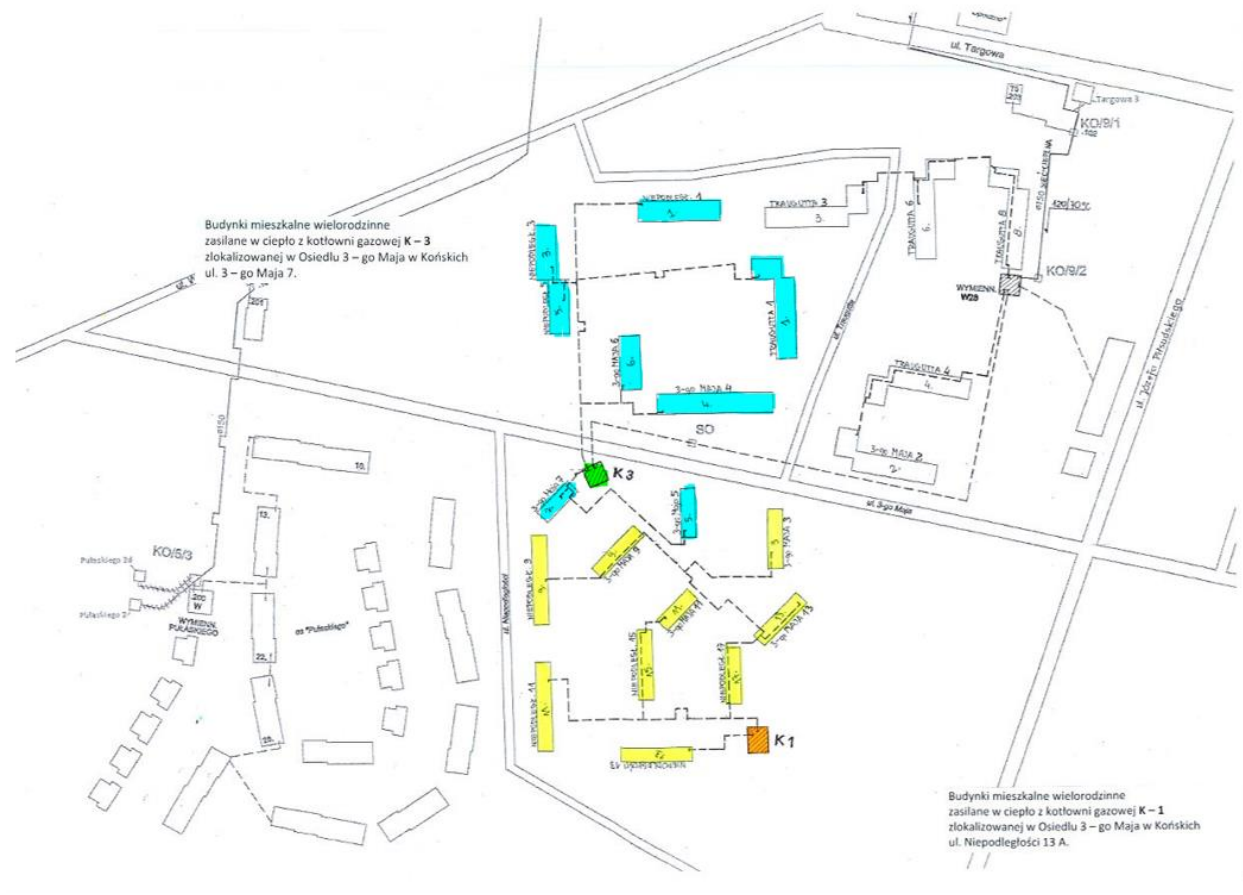
## 2. LOKALIZACJA DEMONSTRATORA TECHNOLOGII

### 2.1.1. Charakterystyka lokalizacji

Wybór lokalizacji przedsięwzięcia dokonany został w oparciu o wymagania szczegółowe określone w załączniku nr 2 do Regulaminu konkursu - *"Charakterystyka Systemu Demonstracyjnego"*. W szczególności:

- ✓ System Demonstracyjny zlokalizowany został na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (w rozumieniu odbiorców ciepła), w miejscowości KOŃSKIE - o liczbie mieszkańców 18 975 (wg GUS "Rocznik Demograficzny 2020"), tj. zgodnie z wymaganiami nie mniejszej niż 7 tys. i nie większej niż 300 tys. osób;
- ✓ Wybrany System Demonstracyjny służy do celów centralnego ogrzewania oraz produkcji ciepłej wody użytkowej (CWU).
- ✓ W wybranym Systemie Demonstracyjnym 100% energii cieplnej (liczonej średnio dla poprzedzającego roku kalendarzowego) pochodzi ze spalania paliw kopalnych, w postaci gazu ziemnego GZ-50.
- ✓ Systemem Demonstracyjnym objęto wszystkie budynki mieszkalne zasilane w ciepło i CWU z dwóch lokalnych osiedlowych kotłowni gazowych K1 oraz K3 o łącznej mocy nominalnej 3 150 kW
- ✓ System Demonstracyjny dostarcza ciepło użytkowe do lokali o łącznej Powierzchni Użytkowej 31 576,4 m<sup>2</sup>, tj. nie mniejszej niż 15 tysięcy m<sup>2</sup>, zlokalizowanych w budynkach oddanych do eksploatacji w latach 80-tych, tj. nie później niż dnia 31 grudnia 2016 r.
- ✓ Instalacje centralnego ogrzewania istniejące w Systemie Demonstracyjnym zostały
- ✓ Zaprojektowane do zasilania wysokotemperaturowego o parametrach obliczeniowych 90/70°C, tj. czynnikiem grzewczym o temperaturze powyżej 50°C.

Lokalizacja wszystkich części inwestycji została wskazana optymalnie pod względem przeznaczenia dla konkretnej technologii tak pod względem sąsiedztwa, prowadzenia mediów jak i wszelkich parametrów wymaganych do zabudowy. Na rys. 2 przedstawiono poglądową lokalizację Systemu Demonstracyjnego, obejmującego część osiedla mieszkalnego 3 Maja w Końskich. Właścicielem terenu, na którym zlokalizowany jest System Demonstracyjny jest Konecka Spółdzielnia Mieszkańcowa.



Rys. 2 Demonstrator Technologii – Budynki zasilane w ciepło z kotłowni K-1 i K-3 zlokalizowane na osiedlu 3-go Maja w Końskich

Planowane przedsięwzięcie zlokalizowane jest w mieście Końskie w województwie świętokrzyskim, w gminie Końskie, w powiecie koneckim. Miasto Końskie jest stolicą powiatu koneckiego i siedzibą gminy miejsko-wiejskiej. Realizacja przedsięwzięcia podzielona została na cztery zadania, które realizowane będą w czterech lokalizacjach w obrębie miasta.

Lokalizacja inwestycji przedstawiona została na Planie Zagospodarowania Terenu - UP\_2021\_795\_01\_1\_PZT - stanowiącym załącznik nr 1 do Studium Wykonalności. Realizacja przedsięwzięcia podzielona została na 4 zadania w 4 niezależnych lokalizacjach.

**ZADANIE NR 1 – BUDOWA SEZONOWEGO MAGAZYNU CIEPŁA (PTES) WRAZ Z FARMĄ SOLARNĄ** – planowana będzie na północ od centrum miasta i głównych obiektów Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Końskich Sp. z o.o. Teren przeznaczony pod planowaną infrastrukturę był wykorzystywany jako poletka odciekowe oraz zbiorniki napowietrzania i osadowe procesu oczyszczania mechaniczno-biologicznego ścieków technologicznych, deszczowych i sanitarnych nieistniejących Zakładów Sprzętu Motoryzacyjnego „Polmo” w Końskich. Teren graniczy od wschodu i północy ze skarpą wysypiska mas

poformierskich będącego w trakcie rekultywacji, a od południa i zachodu z zabudowaniami dawnej tlenowni.

Istotny element uwarunkowań lokalizacji magazynu sezonowego stanowią uwarunkowania gruntowe, w szczególności poziom wód gruntowych oraz cieków wodnych. Magazyn sezonowy musi być lokalizowany w bezpośrednim sąsiedztwie farmy solarnej, z uwagi na wysoki koszt czynnika grzewczego (glikol stosowany w mieszance) oraz straty ciepła. Przy wyborze lokalizacji farmy PV uwzględniono bliskie sąsiedztwo Przedsiębiorstwa ciepłowniczego, na terenie którego zlokalizowane będą kluczowe urządzenia i systemy technologiczne, a także potencjał inwestycyjny działki, umożliwiający dalszą rozbudowę instalacji pilotażowej.

Lokalizacja zadania nr 1 przedstawia dokument UP\_2021\_795\_01\_2\_PZT\_zadanie 1 stanowiący załącznik nr 2 do Studium Wykonalności.

## **ZADANIE NR 2 – BUDOWA INFRASTRUKTURY KOGENERACYJNEJ WRAZ Z INSTALACJĄ DO WYTWARZANIA I MAGAZYNOWANIA WODORU**

- planowana jest na terenie Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Końskich Sp. z o.o. Końskie ul. Odlewnicza 5 oraz Odlewnicza 7, objętym MPZP uchwalonym uchwałą nr VI/37/2007r. Rady Miejskiej w Końskich, zmienionym uchwałą nr XXVIII/296/2013. Od północy teren przeznaczony pod inwestycję sąsiaduje bezpośrednio z zabudowaniami wytwórczymi PEC i polem rozdzielni 110kV, od wschodu znajduje się ulica Odlewnicza a za nią zakłady Nowa Gala. Południe i wschód to tereny prywatne przeznaczone w MPZP pod zabudowę produkcyjną i magazynową oraz usługową.

Lokalizacja zadania nr 2 przedstawia UP\_2021\_795\_01\_3\_PZT\_zadanie 2 stanowiący załącznik nr 3. do Studium Wykonalności

## **ZADANIE NR 3 - PRZEBUDOWA LOKALNYCH GAZOWYCH KOTŁOWNI OSIEDLOWYCH, Z PRZYSTOSOWANIEM DO ZASILANIA Z SEZONOWEGO MAGAZYNU CIEPŁA RUROCIĄGIEM PREIZOLOWANYM.**

Ten teren częściowo objęty jest MPZP – Uchwała nr XII/63/2007 Rady Miejskiej w Końskich z dnia 28.06.2007r. Elementy inwestycji ulokowane na tych terenach to połączenia sieciami cieplnymi i elektroenergetycznymi (łącznie wszystkie elementy systemu), które prowadzone będą wzdłuż ciągów komunikacyjnych pozostających w zarządzie gminy.

Przewidywana lokalizacja przebiegu trasy planowanego ciepłociągu przedstawiona jest na rysunku nr 3.



Rys. 3 Planowany przebieg sieci ciepłowniczych w lokalizacji Demonstratora Technologii

#### ZADANIE 4 – BUDOWA FARMY FOTOWOLTAICZNEJ – zlokalizowana jest w północnej części miasta.

Obecnie tereny w większości stanowią łąki, dawniej eksploatowane przez oczyszczalnię ścieków jako poletka i kwatery filtracyjne, stanowiące część instalacji oczyszczania ścieków, które po wybudowaniu nowej oczyszczalni ścieków przestały być zalewane. Obszar inwestycyjny jest terenem zmeliorowanym - poprzecinany rowami melioracyjnymi oraz kanałami. Sąsiedztwo terenu inwestycyjnego od zachodu oraz północy stanowią tereny kolejowe, teren oczyszczalni ścieków od południa, rzeka Młynkowska od strony wschodniej oraz drogi. Najbliższa zabudowa mieszkaniowa zagrodowa i jednorodzinna znajduje się w kierunku południowo - wschodnim, wschodnim i północno - zachodnim w odległości ponad 250 m od planowanej inwestycji. Przedmiotowy teren nie jest objęty miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego. Zadanie nr 4 będzie realizowane w oparciu o uzyskane przez PEC w Końskich pozwolenie budowlane (Decyzja Starosty Koneckiego znak: BP.6740.79.2019.MP z dnia 12.04.2019 r.) będzie służyć do zasilania budowanej w ramach zadań nr 1, 2 i 3 infrastruktury w energię elektryczną

Przyłączenie farmy fotowoltaicznej do sieci energetycznej obejmuje wykorzystanie kilku punktów infrastruktury technicznej.

Zgodnie z wydanymi warunkami przyłączenia farmy fotowoltaicznej Nr.1/ZW/EE/2019 miejscem przyłączenia jest projektowane złącze kablowe ZK-SN TPM-W-4 15kV PEC w Końskich sp. z o.o. przy granicy działki 6260 na Terenach Przemysłowych Miasta i Gminy Końskie w obrębie miejscowości Kornica.

Szczegóły lokalizacji farmy fotowoltaicznej przedstawia dokument UP\_2021\_795\_01\_4\_PZT\_zadanie 4, stanowiący załącznik nr 4 do Studium Wykonalności.

## 2.1.2. Opis budynków

System Demonstracyjny obejmuje 17 budynków mieszkalnych, zlokalizowanych na osiedlu 3-Maja w Końskich. Wszystkie budynki objęte Systemem Demonstracyjnym zasilane w ciepło i CWU z dwóch osiedlowych kotłowni gazowych należących do Przedsiębiorstwa Ciepłowniczego w Końskich.

Wszystkie budynki pochodzą z lat 80-90-tych, Wybudowane były w technologii wielkiej płyty w konstrukcji OWT-75. Są to głównie budynki 5-kondygnacyjne. Budynki wyposażone są w tradycyjną instalację centralnego ogrzewania, zaprojektowaną w oparciu o temperaturę obliczeniową czynnika grzewczego 90/70°C.

W latach 2009-2012 budynki poddane zostały termomodernizacji, w ramach której docieplono ściany zewnętrzne i stropodach wentylowany, oraz dokonano wymiary większości stolarki okiennej oraz drzwi wejściowych do budynku. W efekcie ograniczono współczynniki przenikania ciepła przez przegrody:

- ✓ dla ścian zewnętrznych z 0,694-0,749 W/m<sup>2</sup>K do 0,225-0,231 W/m<sup>2</sup>K
- ✓ dla stropodachów wentylowanych z 1,456 W/m<sup>2</sup>K do 0,213 W/m<sup>2</sup>K
- ✓ dla wymienionych okien z 2,6 do 1,6 W/m<sup>2</sup>K
- ✓ dla drzwi zewnętrznych 5,2 do 2,6 W/m<sup>2</sup>K

W ramach modernizacji instalacji centralnego ogrzewania zlikwidowano centralny układ odpowietrzenia, zastępując go odpowietrznikami automatycznymi na pionach instalacyjnych, zainstalowano regulacyjne zawory podpionowe oraz zainstalowano przygrzejnikowe zawory regulacyjne z głowicami termostatycznymi.

W wyniku przeprowadzonej termomodernizacji zapotrzebowanie budynków na ciepło zostało ograniczone niemal o 35%. Jednocześnie nie dokonano wymiany instalacji CO, co pozwala na obniżenie parametrów zasilającego ją czynnika grzewczego. Na potrzeby Demonstratora Technologii przyjęto obniżenie obliczeniowych parametrów zasilania instalacji CO z 90/70°C do 80/60°C.

Zgodnie z wytycznymi konkursu założono, że temperatura CWU w punktach czerpalnych będzie wynosiła 55°C



### 2.1.3. Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej

Wszystkie budynki mieszkalne objęte Systemem Demonstracyjnym zasilane są w ciepło i CWU z dwóch lokalnych osiedlowych kotłowni gazowych. Ciepło oraz CWU z kotłowni doprowadzane jest poprzez rurociągi preizolowane bezpośrednio do instalacji w poszczególnych budynkach.

#### KOTŁOWNIA GAZOWA K-1

Kotłownia zlokalizowana na działce 6237/11 ul Niepodległości 13. Właścicielem terenu na którym znajduje się kotłownia jest Konecka Spółdzielnia Mieszkaniowa. W kotłowni zainstalowano trzy kotły opalane gazem ze wspólnym emitorem spalin usytuowanym na zewnątrz budynku.

Dwa kotły typ Vitoplex 200 SX-2A o mocy 700kW każdy z palnikami gazowymi z kontrolą szczelności typ. WM-G10/3A WEISHAUPT pełnią rolę kotłów głównych pracujących w okresie sezonu grzewczego zaopatrując ciepło na potrzeby CO i CCW.

Jeden kocioł Vitoplex 200 SX-2A o mocy 350kW z palnikiem z kontrolą szczelności RIELLO typ RS-44 pracuje w okresie letnim zapewniając zapotrzebowanie na potrzeby CCW.

Łączna moc zainstalowana na obiekcie to 1750kW, moc zamówiona na obiekcie przez KSM wynosi 1780kW.

#### KOTŁOWNIA GAZOWA K-3

Kotłownia zlokalizowana na działce 6238/26 ul 3-go Maja 7. Właścicielem terenu na którym znajduje się kotłownia jest Konecka Spółdzielnia Mieszkaniowa. W kotłowni zainstalowano dwa kotły opalane gazem ze wspólnym emitorem spalin usytuowanym na zewnątrz budynku.

Dwa kotły typ Vitoplex 200 SX-2A o mocy 700kW każdy z palnikami gazowymi z kontrolą szczelności typ. WM-G10/3A WEISHAUPT pracują w układzie kaskadowym zaopatrując ciepło na potrzeby CO i CCW.

Łączna moc zainstalowana na obiekcie to 1400kW, moc zamówiona na obiekcie przez KSM wynosi 1120kW.

Obliczeniowe parametry czynnika grzewczego w lokalnych kotłowniach gazowych wynoszą:

- czynnik roboczy woda
- temperatura dopuszczalna - 95°C
- ciśnienie dopuszczane 0,40 MPa

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich sp. z o.o. prowadzi również koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji i obrotu energią elektryczną. W obrębie ulicy Staszica, Przedsiębiorstwo dysponuje sieciami SN o napięciu 6 kV oraz sieciami nN o napięciu 0,4 kV. W obrębie terenów przemysłowych

(sąsiedztwo ulic Kuźnicznej i Przemysłowej) siecią SN o napięciu 15 kV oraz siecią nN o napięciu 0,4 kV

Spółka posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/182/351/U/1/2/99/AS wydaną przez Prezesa URE w dniu 14-10-1999r. zmienioną decyzjami:

- ✓ z dnia 8 sierpnia 2006r. Nr DEE/182A/351/W/OŁO/2006/TB,
- ✓ z dnia 12 lutego 2008r. Nr DEE/182-ZTO/351/W/OŁO/2008/TB,

oraz koncesję na obrót energią elektryczną nr OEE/177/351/U/1/2/99/AS wydaną przez Prezesa URE w dniu 24-06-1999r. zmienioną decyzjami:

- ✓ z dnia 08 sierpnia 2006r. Nr OEE/177A/351/W/OŁO/2006/TB,
- ✓ z dnia 12 lutego 2008r. OEE/177-ZTO/351/W/OŁO/2008/TB.

Rezerwę mocy dla sieci dystrybucyjnych PEC w Końskich sp. z o.o. zapewniają dwie stacje transformatorowe:

- Stacja 110/6/15 kV, ulica Odlewnicza 5, Końskie:

2 transformatory o mocy 16 MVA (2 x 16 MVA = 32 MVA)

Moc zamówiona dla dystrybucji w PGE Dystrybucja Oddział Skarżysko-Kamienna wynosi 7,0 MW.

- Stacja 15/0,4 kV, tereny przemysłowe Końskie, ul. Kuźnicza, Przemysłowa, Kornica

1 transformator 0,630 KVA

Łączna moc zamówiona w PEC-u przez wszystkich odbiorców wynosi 0,353 MW.

#### 2.1.4. Uzyskany udział odnawialnych źródeł energii w Demonstratorze Technologii

W oparciu o przeprowadzoną symulację numeryczną oraz formułę obliczeniową zdefiniowaną w warunkach konkursowych, spodziewany **udział źródeł OZE** przy wykorzystaniu przedstawionych rozwiązań technologicznych Demonstratora Technologii w odniesieniu do łącznej ilości wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ciepła wynosi **ok. 92%**.

#### 2.1.5. Rozmiar powierzchni użytkowej lokali ogrzewanych ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii, oraz zaopatrywanych w ciepłą wodę użytkową ogrzewaną ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii

Wszystkie budynki mieszkalne objęte Systemem Demonstracyjnych zaopatrywane będą zarówno w ciepło na cele grzewcze, jak i w centralnie dostarczaną ciepłą wodę użytkową ogrzewaną ciepłem z Demonstratora Technologii. W tabeli nr 1 zestawiono powierzchnie użytkowe budynków, wchodzących w skład Systemu

## Demonstracyjnego

Tabela 1 Wykaz budynków mieszkalnych objętych Systemem Demonstracyjnym.

KOTŁOWNIA K-1		KOTŁOWNIA K-3	
BUDYNEK MIESZKALNY ADRES	POWIERZCHNIA [M <sup>2</sup> ]	BUDYNEK MIESZKALNY ADRES	POWIERZCHNIA [M <sup>2</sup> ]
NIEPODLEGŁOŚCI 9	2 716,3	3-GO MAJA 4	1 485,0
NIEPODLEGŁOŚCI 11	3 761,2	3-GO MAJA 5	1 652,0
NIEPODLEGŁOŚCI 13	1 911,2	3-GO MAJA 6	956,0
NIEPODLEGŁOŚCI 15	2 716,3	3-GO MAJA 7	1 158,0
NIEPODLEGŁOŚCI 17	1 761,0	NIEPODLEGŁOŚCI 1	956,0
3-GO MAJA 3	1 433,4	NIEPODLEGŁOŚCI 3	1 174,0
3-GO MAJA 9	2 238,5	NIEPODLEGŁOŚCI 5	1 174,0
3-GO MAJA 11	1 433,4	TRAUGUTTA 1	2 552,0
3-GO MAJA 13	2 498,1	-	-
<b>RAZEM:</b>	<b>20 469,4</b>	<b>RAZEM:</b>	<b>11 107,0</b>

Łączna powierzchnia użytkowa budynków zasilanych w ciepło na cele Centralnego Ogrzewania w ramach Demonstratora Technologii wynosi **31 576,4 m<sup>2</sup>**

## 3. PROJEKTOWANIE TECHNOLOGII ELEKTROCIĘPŁOWNI

### 3.1. WNIOSKI DOTYCZĄCE MODELOWANIA NUMERYCZNEGO ZREALIZOWANEGO W OPROGRAMOWANIU TRNSYS

Do zamodelowania instalacji elektrociepłowni w ramach projektu *Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym* wykorzystano oprogramowanie symulacyjne TRNSYS w wersji 18. Program przeznaczony jest do symulacji działania instalacji energetycznych i pozwala na przeprowadzenie szczegółowych analiz systemów w funkcji czasu. Symulacje były przeprowadzane w okresie trzyletnim (dla okresu od 1 stycznia 2024 do 31 stycznia 2026, z uwzględnieniem roku przestępnego) z 10 min. krokiem czasowym.

Stworzenie modelu elektrociepłowni przebiegało w dwóch etapach. Pierwszy etap rozpoczął się od opracowania wstępnego projektu układu, który zawierał m.in. rodzaj zastosowanych urządzeń, powiązania i zależności między nimi oraz zasady sterowania instalacją. Na tej podstawie stworzono model w oprogramowaniu TRNSYS i uzupełniono go o wartości parametrów opisujących poszczególne komponenty. Krok drugi polegał na zastosowaniu algorytmów optymalizacyjnych, które miały na celu dobór odpowiednich wartości wybranych parametrów urządzeń (głównie ich mocy znamionowych). Algorytmy zmieniały zadane parametry w taki sposób, aby wyniki symulacji jak najbardziej odpowiadały postawionym celom, np. zwiększeniu udziału OZE w całkowitej energii generowanej przez elektrociepłownię lub zmniejszeniu wskaźnika LCOH.

Zastosowanie w trakcie modelowania algorytmów optymalizacyjnych stanowi znaczną przewagę konkurencyjną projektu. Dzięki komputerowej optymalizacji układu możliwy był optymalny dobór wielkości najważniejszych urządzeń, dzięki znacznemu zwiększeniu ilości konfiguracji modelu, które mogły zostać poddane symulacji. Osiągnięte rezultaty przyczyniły się do zwiększenia efektywności energetycznej i ekonomicznej instalacji przy jednoczesnym zachowaniu wysokiego poziomu udziału energii z OZE w końcowym bilansie wygenerowanej energii.

Korzyści wynikające ze stworzenia modelu elektrociepłowni w oprogramowaniu symulacyjnym:

- Potwierdzenie rynkowej wykonalności elektrociepłowni, która wytwarzałaby ciepło i energię elektryczną powyżej 92% z odnawialnych źródeł energii,
- Ograniczenie ryzyka przewymiarowania instalacji oraz ustalenie optymalnych wielkości zastosowanych urządzeń co pozwala ograniczyć koszty inwestycyjne,
- Sprawdzenie poprawności przyjętej koncepcji i zasad sterowania elektrociepłownią oraz elastyczność w sprawdzaniu różnych rozwiązań,

- Możliwość przetestowania działania układu w różnych warunkach. Szczególnie jest to istotne w instalacjach wykorzystujących OZE, których działania jest silnie uzależnione od warunków pogodowych. Symulowanie zachowania się modelu w różnych warunkach pozwala zapobiegać problemom, które mogą się pojawić w rzeczywistym układzie.

Należy pamiętać, że powyższe korzyści są uwarunkowane poprawnym zbudowaniem modelu i właściwym przeprowadzeniem symulacji. Trudności jakie mogą się pojawić na drodze do spełnienia tego warunku to:

- brak dostatecznej znajomości używanych narzędzi, a w szczególności oprogramowania symulacyjnego TRNSYS,
- konieczność dokładnej analizy działania modelowanego urządzenia, jego parametrów oraz ich odwzorowania w programie TRNSYS. Niektóre z używanych komponentów mogą wymagać plików źródłowych, np. map sprawności, których uzyskanie może stanowić problem,
- dostarczenie danych wsadowych do symulacji, przede wszystkim wiarygodnych danych pogodowych. Oprogramowanie TRNSYS pozwala na wykorzystanie takich parametrów pogodowych jak promieniowanie słoneczne bezpośrednie, rozproszone i odbite, wilgotność względną, prędkość i kierunek wiatru, temperatura otoczenia, itd. do przeprowadzenia dynamicznej symulacji. Niemniej ważne są dane o zapotrzebowaniu odbiorców na ciepło.

## 3.2. WNIOSKI DOTYCZĄCE OSIĄGNIĘCIA WYMAGAŃ OBLIGATORYJNYCH I KONKURSOWYCH

Potwierdzenie spełnienia wymagań obligatoryjnych, stanowiących Załącznik nr 1 do Regulaminu – Wymagania: Obligatoryjne, Konkursowe i Jakościowe, przedstawiono w Tabeli nr 3.

Tabela 2 Potwierdzenie zgodności przyjętych rozwiązań technologicznych dla farmy paneli fotowoltaicznych z wymaganiami obligatoryjnymi.

L.p.	KATEGORIA	NAZWA WYMAGANIA	POTWIERDZENIE SPEŁNIENIA WYMAGANIA
9.	Technologia	Skalowalność i replikowalność	<p><b>Farma PV</b></p> <p>Zastosowane panele oraz falowniki pozwalają na skalowanie poprzez dodawanie kolejnych urządzeń, a ich producentami są firmy o globalnym zasięgu oraz wysoko ocenianej wytrzymałości i stabilności. Zmiana skali przedsięwzięcia nie powoduje zmiany w technologii, a tylko zmiany w wielkości lub liczbie stosowanych urządzeń. W przypadku transformatora należy odwołać się do typoszeregu tych urządzeń celem doboru optymalnego, dla danej mocy zainstalowanej farmy.</p> <p><b>Farma solarna</b></p> <p>Proponowane kolektory słoneczne pozwalają na skalowanie poprzez dodawanie kolejnych urządzeń. Zmiana skali przedsięwzięcia nie powoduje zmiany w technologii, a tylko zmiany w wielkości lub liczbie stosowanych urządzeń.</p> <p><b>Magazyn sezonowy PTES</b></p> <p>Magazyn sezonowy jest zbiornikiem indywidualnie projektowanym i wykonywanym dla danego przedsięwzięcia. Jest to rozwiązanie skalowalne i replikowalne. Decyzja o zastosowaniu danego rodzaju magazynu sezonowego powinna każdorazowo być poprzedzona wnikliwą analizą opłacalności projektu w połączeniu z pracą całego zespołu urządzeń którymi dysponuje przedsiębiorstwo ciepłownicze.</p> <p>Jednym z ważnych czynników wpływających na wynik analiz jest sprawność energetyczna zbiornika, a także jego wielkość, wpływająca na jednostkowe koszty budowy. Sprawność energetyczna zbiorników ciepła może osiągać poziom do 90%.</p> <p><b>Elektrolizer, sprężarka wodoru, magazyn wodoru, agregaty kogeneracyjne, pompa ciepła, kocioł elektrodowy</b></p> <p>Wszystkie zastosowane technologie są skalowalna w górę, zgodnie z dostępnymi typoszeregami urządzeń wśród różnych dostawców. Zmiana skali przedsięwzięcia nie powoduje zmiany w Technologii, a tylko zmiany w wielkości lub liczbie stosowanych urządzeń.</p>

11.	Technologia	Wykorzystanie instalacji fotowoltaicznych	<p>Proponowane urządzenia posiadają wszystkie wskazane niżej certyfikaty, na dowód czego stanowią one załącznik nr 6 – plik <i>UP_2021_795_01_6_PV certyfikaty</i>:</p> <p>panele:</p> <p>odporności na obciążenie zgodnie z normą IEC 61215,                  odporności na efekt PID zgodnie z normą IEC 62804,                  odporności na amoniak zgodnie z normą IEC 62716,                  odporności na mgłą solną zgodnie z normą IEC 61701,</p> <p>inwertery:</p> <p>zgodności z normą PN-EN 62109 oraz PN-EN 61000,                  konstrukcje wsporcze                  zgodności z normą PN-EN 1090.</p> <p>potwierdzone przez akredytowaną Jednostkę Certyfikującą Wyroby</p> <p>Po wykonaniu montażu instalacji fotowoltaicznej należy przeprowadzić testy końcowe oraz próby zdefiniowane w normie PN-HD 60364-6:2016-07 lub równoważną.</p> <p>Wszystkie prace oraz pomiary muszą zostać wykonane przez osoby posiadające aktualne świadectwo kwalifikacji.</p> <p>Załączona karta katalogowa paneli fotowoltaicznych potwierdza, iż po upływie 25 lat eksploatacji gwarantowana jest moc wyjściowa na poziomie co najmniej 80% mocy początkowej.</p>
17.	Technologia	Nowe urządzenia i materiały	<p>Wszystkie stosowane urządzenia technologiczne wraz urządzeniami pomocniczymi oraz materiałami montażowymi będą urządzeniami fabrycznie nowymi, pełnowartościowymi, oryginalnymi i nieużywanymi.</p> <p>Serwis pogwarancyjny zostanie zrealizowany w ramach długoterminowej umowy gwarancyjnej z dostawcą urządzenia lub autoryzowanym serwisem.</p>

### 3.3. KOGENERACJA

- Zastosowanie kogeneracji pozwala na jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, co skutkuje wyższą sprawnością oraz mniejszym zużyciem paliwa niż w przypadku procesów rozdzielnych.
- W układzie Demonstratora silnik kogeneracyjny ma za zadanie zapewnienie energii elektrycznej na potrzeby własne elektrociepłowni, w przypadku niedoboru energii z farmy paneli fotowoltaicznej (np. w nocy czy miesiącach zimowych). W projekcie nie zakładano sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej przez jednostkę kogeneracji do KSE. Z tego powodu w okresach, gdy nie działa pompa ciepła (głównie okres letni) zapotrzebowanie na moc elektryczną jest mniejsze niż minimum pracy jednostki kogeneracji i nie jest ona uruchamiana. Moc CHP została narzucona przez kryteria projektu, zmniejszenie mocy urządzenia, zwiększyłoby stopień jego wykorzystania, oraz korzystnie wpłynęło na jednostkową cenę końcową ciepła.
- Odebranie ciepła z jednostki kogeneracyjnej może się odbywać zarówno poprzez chłodzenie części silnika jak i chłodzenie gorących spalin. Dzięki temu znacznie wzrasta sprawność termiczna CHP.
- Budowa linii wodorowej stanowi ok. 1/3 budżetu, a CHP działa przez 155 h w roku (1,8%). Stopień wykorzystania urządzeń linii wodorowej wynika z przyjętych na etapie optymalizacji układu założeń. Układ w zaproponowanej konfiguracji wykazuje potencjał do zwiększenia udziału produkowanej w nim energii elektrycznej w skali całego roku.



## 4. ANALIZA KOSZTÓW CIEPŁA

### 4.1. ANALIZA LCOH

Celem analizy jest wyliczenie jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła – zł/GJ przy zastosowaniu dyskontowego uśrednionego kosztu (ang. Levelised Cost of Heat, LCOH) – wskaźnik ten jest kalkulowany analogicznie jak używany dość często w benchmarkach przy porównaniu kosztów produkcji energii elektrycznej, wskaźnik LCOE.

Wskaźnik LCOH rozumiany jest jako potencjalnie możliwa dla nabywcy cena ciepła równoważąca koszty jego wytworzenia z uwzględnieniem wymaganej stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału (inaczej wartość bieżąca netto kosztu wytworzenia 1 GJ ciepła w perspektywie całego okresu obliczeniowego). LCOH obliczany jest przy zastosowaniu poniższej formuły:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + O_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n C_t}$$

gdzie:

$I_t$  – nakłady inwestycyjne poniesione na uruchomienie oraz niezbędne wydatki odtworzeniowe w trakcie okresu obliczeniowego

$O_t$  – wydatki związane z kosztami eksploatacji i utrzymania w latach (kluczowe pozycje obejmują: koszty energii, paliwa, remontów i konserwacji itp.)

$C_t$  – wolumen produkcji ciepła dostarczonego do odbiorcy w okresie eksploatacji

$r$  – realna stopa dyskontowa

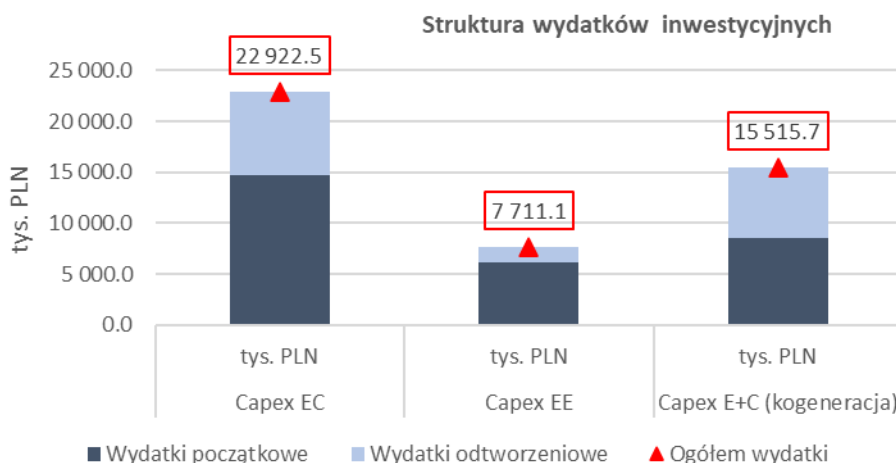
Podstawowe założenia do kalkulacji:

- Wskaźnik LCOH został wyliczony w oparciu o arkusz kalkulacyjny dołączony do materiałów konkursowych (załącznik nr 3.2 do Regulaminu konkursu - Arkusz kalkulacyjny LCOH i efektywności ekonomicznej zmiana 4 7.07.2021) bez ingerencji w formuły oraz dane makroekonomiczne w pierwszej iteracji.
- Wydatki inwestycyjne obejmują początkowe nakłady inwestycyjne na wybudowanie instalacji, oraz wydatki odtworzeniowe w założonym horyzoncie czasowym, niezbędne do poprawnego działania, przyjęte w odniesieniu do poziomu cen obowiązujących w lipcu 2021 r.

Wysokość ponoszonych wydatków została przedstawiona w Tabeli 3, a ich struktura na Rys. 4 .

Tabela 3 - Zestawienie propozycji działań mających na celu zminimalizowanie zdarzeń niepożądanych

		Wydatki początkowe	Wydatki odtworzeniowe	Ogółem wydatki
Capex EC	tys. PLN	14 650.0	8 272.5	22 922.5
Capex EE	tys. PLN	6 138.5	1 572.6	7 711.1
Capex E+C (kogeneracja)	tys. PLN	8 473.5	7 042.2	15 515.7



Rys. 4 Struktura wydatków inwestycyjnych planowanych w ramach Demonstratora Technologii.

- Koszty eksploatacyjne obejmują:
  - Koszt paliwa (gaz)
  - Koszt zużycia energii
  - Koszty stałe wyliczone wg przyjętych w modelu wskaźników odniesionych do początkowych wydatków inwestycyjnych, są to głównie koszty utrzymania ruchu i niezbędnych konserwacji instalacji
- Pozostałe założenia (domyślnie zamieszczone w modelu):
  - Realna stopa dyskonta – 3%
  - Okres obliczeniowy demonstratora – 25 lat
  - Wydatki początkowe ponoszone są w roku „zerowym”
  - Rachunek w ujęciu realnym (bez inflacji)

## WYNIKI OBLICZEŃ LCOH:

Jednostkowy koszt ciepła wg przyjętych założeń wynosi 232.47 PLN/MWh, co po przeliczeniu na GJ daje **64.58 PLN/GJ**.

Dla porównania wg URE średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji w 2020 roku wynosiły

(w zależności od technologii wytwarzania):

- Opalane paliwami węglowymi – 50.38 PLN/GJ
- Opalane paliwami gazowymi – 72.43 PLN/GJ
- Opalane olejem opałowym – 113.3 PLN/GJ
- Stanowiące odnawialne źródła energii – 46.46 PLN/GJ

Czynniki mające zasadniczy wpływ na wynik (koszt LCOH), to koszty będące pochodną przyjętych cen mediów (założenia makroekonomiczne na czas analizy) oraz wskaźników kosztów stałych, a także wydatki inwestycyjne, które w roku „0” indeksowane są najwyższym wskaźnikiem dyskonta, a więc mają istotny wpływ na ostateczny wynik kalkulacji.

Analiza wykazała, iż:

- Wzrost wydatków inwestycyjnych o 10% powoduje zwiększenie LCOH o około 7% do poziomu 69 PLN/GJ, przyrost o 20% to LCOH równe 73.5% (wzrost o 14%) itd.
- Wśród kosztów operacyjnych największy wpływ na wyniki mają:
  - Koszty wytwarzania EC - 68% sumy kosztów operacyjnych wśród których koszt energii i gazu stanowi 46% a pozostałą część stanowią koszty stałe (naprawy i konserwacje),
  - Koszty wytwarzania E+C skojarzenie – 20%, tutaj całość kosztów stanowią remonty i konserwacje,
  - Koszty wytwarzania energii (panele PV) – 12% sumy kosztów operacyjnych, główne koszty to koszty stałe utrzymania.

Dla zaprezentowanej metodologii przeprowadzono równoległe rachunek dla skorygowanych założeń kosztowych i makroekonomicznych, uwzględniających tendencje zmian poziomu cen rynkowych. Zmieniono m.in.:

- Cenę wyjściową gazu ziemnego na 220 PLN/MWh (dane wg kontraktów terminowych TGE),
- Ceny zakupu energii w porach dnia – wzrost ceny wyjściowej średnio o 20% przy niezmiennym trendzie wzrostowym w latach kolejnych,
- Wzrost nakładów inwestycyjnych o 25% (wg stanu na dzień zakończenia prac koncepcyjnych szacowany wzrost nakładów inwestycyjnych przekroczył 50% w stosunku do danych bazowych),
- Wzrost kosztów stałych obsługi farmy – wg szacunków koszty takie wahają się od 50 do 80 tys. PLN/1MWp.

Po zastosowaniu powyższych założeń wartość wskaźnika LCOH wzrosła do poziomu 80.3 PLN/GJ, a zatem jest to przyrost o około 24% w stosunku do wyliczeń bazowych.

## 4.2. ANALIZA EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ DEMONSTRATORA TECHNOLOGII

Wyniki obliczeń efektywności dla trzech początkowych lat prezentuje Tabela 4 wykonana wg metodologii obowiązującej w modelu (załącznik nr 3.2 do Regulaminu konkursu - Arkusz kalkulacyjny LCOH i efektywności ekonomicznej z dnia 4 7.07.2021), gdzie od uzyskanej sumy wyniku operacyjnego (EBIT) odejmuje się 3/25 poniesionych początkowych nakładów inwestycyjnych.

Tabela 4 Zestawienie wyników obliczeń efektywności ekonomicznej dla trzech pierwszych lat działania Demonstratora Technologii

		2023	2024	2025	2026
Razem energia i ciepło	tys. PLN		1 223.23	1 230.69	1 481.12
w tym sprzedana energia			84%	84%	79%
w tym sprzedane ciepło			16%	16%	21%
Koszty operacyjne	tys. PLN		648.74	647.12	1 070.05
Wynik	tys. PLN		574.49	583.56	411.07
Capex początkowy	tys. PLN	29 262.0			
<b>Efektywność ekonomiczna</b>	<b>tys. PLN</b>	<b>-1 942.32</b>			

Wartość salda wyniku finansowego z trzech pierwszych lat eksploatacji jest ujemna i wynosi niemal minus 2 mln PLN. Pomimo wysokiej wartości nadwyżki, zastosowana metodologia, gdzie odejmujemy proporcjonalnie część capexu początkowego, a cena jest pochodną kosztu (bez dodatkowej marży), nie jest możliwe uzyskanie dodatniego salda gotówki w tym czasie.

Wartość wyniku finansowego po zastosowaniu korekt opisanych w punkcie dot. wskaźnika LCOH efektywność ekonomiczna spada do -2 669.88 tys. PLN, a zatem jest to spadek wyniku o około 730 tys. PLN do wycień bazowych.

Analiza przeprowadzona została przy założeniu pokrycia kosztów inwestycyjnych w pełnym zakresie ze środków własnych. Uzyskanie dotacji na inwestycje w znaczącym stopniu może wpłynąć na uzyskany wynik finansowy

## 5. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE DOTYCZĄCE TECHNOLOGII ELEKTROCIĘPŁOWNI

Całość zadania inwestycyjnego od strony wykonawczej podzielone zostało na 4 odrębne procesy projektowe i postępowania administracyjne poprzedzone niezbędnymi wystąpieniami do organów administracji i gestorów. Taka formuła realizacji przedsięwzięcia ogranicza ryzyko wpływu procesu formalno-prawnego na realizację harmonogramu inwestycji

**Zadanie 1** – Budowa farmy solarnej wraz z magazynem ciepła typu PTES

**Zadanie 2** – Budowa infrastruktury kogeneracyjnej i wodorowej

**Zadanie 3** – Inwestycja liniowa – Budowa rurociągu preizolowanego łączącego magazyn ciepła oraz technologię wspomagającą z istniejącymi kotłowniami gazowymi, wraz z przystosowaniem kotłowni do włączenia ciepła z magazynu sezonowego

**Zadanie 4** – Budowa farmy fotowoltaicznej

Zadania 1, 2 i 4 są jasne pod względem formalno-prawnym, natomiast inwestycje liniowe wymagają uzgodnień w zakresie prowadzonej infrastruktury z konkretnymi gestorami, jak również z właścicielami terenów lub ich zarządcami.

### ZADANIE 1 - BUDOWA FARMY SOLARNEJ WRAZ Z MAGAZYNEM CIEPŁA TYPU PTES

Czynności niezbędne do przeprowadzenia procesu budowlanego

- pozyskanie mapy zasadniczej,
- uzyskanie wypisu i wyrysu z rejestru gruntów
- opracowanie mapy do celów projektowych ze szczegółowym pomiarem rzędnych wysokościowych,
- wykonanie dokumentacji badań podłoża gruntowego wraz z opinią geotechniczną dla potrzeb rozpoznania warunków gruntowo-wodnych,
- opracowanie karty informacyjnej projektu (KIP),
- uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach,
- opracowanie projektowe magazynu ciepła wraz z ramfą solarną,
- uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę,
- wniosek o określenie warunków przyłączeniowych farmy do sieci,
- zgoda i warunki na zjazd z drogi publicznej, lub jego przebudowę,

## ZADANIE 2 - BUDOWA INFRASTRUKTURY KOGENERACYJNEJ I WODOROWEJ

Czynności niezbędne do przeprowadzenia procesu budowlanego

- pozyskanie mapy zasadniczej,
- pozyskanie mapy ewidencyjnej,
- pozyskanie wypisu i wrysu z rejestru gruntów,
- opracowanie karty informacyjnej projektu (KIP),
- uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach,
- opracowanie mapy do celów projektowych
- wykonanie dokumentacji badań podłoża gruntowego wraz z opinią geotechniczną dla potrzeb rozpoznania warunków gruntowo-wodnych
- opracowanie projektowe farmy fotowoltaicznej,
- uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę,
- wniosek o określenie warunków przyłączeniowych farmy do sieci,

## ZADANIE 3 - INWESTYCJA LINIOWA – BUDOWA RUROCIĄGU PREIZOLOWANEGO ŁĄCZĄCEGO MAGAZYN CIEPŁA ORAZ TECHNOLOGIĘ WSPOMAGAJĄCĄ Z ISTNIEJĄCYMI KOTŁOWNIAMI GAZOWYMI, WRAZ Z PRZYSTOSOWANIEM KOTŁOWNI DO WŁĄCZENIA CIEPŁA Z MAGAZYNU SEZONOWEGO

Czynności niezbędne do przeprowadzenia procesu budowlanego

- pozyskanie map zasadniczych,
- pozyskanie map ewidencyjnych,
- pozyskanie wypisu i wrysu z rejestru gruntów,
- opracowanie karty informacyjnej projektu (KIP),
- uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach,
- uzyskanie decyzji ustalającej lokalizację inwestycji celu publicznego (DULICP) lub warunków zabudowy w przypadku braku Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego
- opracowanie mapy do celów projektowych
- wykonanie dokumentacji badań podłoża gruntowego wraz z opinią geotechniczną dla potrzeb rozpoznania warunków gruntowo-wodnych
- opracowanie projektowe w zakresie tras,
- zgłoszenie budowy sieci preizolowanej,

- wniosek o określenie warunków przyłączeniowych farmy PV do sieci

## ZADANIE 4 - BUDOWA FARMY FOTOWOLTAICZNEJ Z PRZYŁĄCZENIEM DO GPZ

Czynności niezbędne do przeprowadzenia procesu budowlanego

- pozyskanie map zasadniczych gminnych,
- pozyskanie map zasadniczych z geodezji kolejowej,
- pozyskanie map ewidencyjnych gminnych,
- pozyskanie map ewidencyjnych z geodezji kolejowej,
- pozyskanie wypisu i wyrysu z rejestru gruntów gminnych i kolejowych,
- uzgodnienie z PKP i PKP PLK przejścia przez teren kolejowy,
- opracowanie karty informacyjnej projektu (KIP),
- uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach,
- uzyskanie decyzji ustalającej lokalizację inwestycji celu publicznego (DULICP) lub warunków zabudowy w przypadku braku Miejsowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego,
- opracowanie mapy do celów projektowych,
- uzgodnienia ZUD gminnego i kolejowego,
- opracowanie projektu zamiennego farmy fotowoltaicznej wraz z wyprowadzeniem mocy z farmy,
- uzyskanie decyzji zmieniającej o pozwoleniu na budowę,

## 5.1. ZIDENTYFIKOWANE BARIERY PRAWNE USTALONE NA PRZYKŁADZIE DEMONSTRATORA

Większość Miast nie posiada opracowanych ani wdrożonych Planów zaopatrzenia w ciepło, pomimo ciążącego na nich, zgodnie z art. 19 Prawa Energetycznego obowiązek sporządzania planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną oraz paliwo gazowe.

Zgodnie z opublikowanym projektem uchwały Rady Ministrów w sprawie przyjęcia Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r., zakładane jest zwiększenie roli jednostek samorządu terytorialnego w sektorze ciepłowniczym, zwłaszcza na poziomie gminy, co ma szczególne znaczenie ze względu na zależność ciepłownictwa od uwarunkowań lokalnych. Tym samym ciążący na gminach obowiązek opracowywania planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną oraz paliwo gazowe będzie egzekwowany. Strategia przewiduje również szkolenie personelu administracyjnego oraz wzrost świadomości roli transformacji ciepłownictwa w procesie poprawy jakości powietrza.

Planowana aktywizacja jednostek samorządu terytorialnego w zakresie energetyki cieplnej prowadzona ma być przy wsparciu administracji rządowej i jest niezbędna do realizacji strategicznych dla rozwoju ciepłownictwa celów, w szczególności z procesem implementacji ciepła odpadowego oraz ciepła z odpadów komunalnych, który ma być realizowany z udziałem jednostek samorządu terytorialnego.

Jedną z najistotniejszych barier prawnych transformacji energetycznej sektora ciepłowniczego w Polsce stanowić mogą niedostosowane do polityki klimatycznej oraz opracowywanej przez Ministerstwo Klimatu Strategii Rozwoju Ciepłownictwa Miejskie Plany Zagospodarowania Przestrzennego, z uwagi na długi czas konieczny do ich skorygowania.



## 5.2. WPŁYW POLITYKI ENERGETYCZNEJ UNII EUROPEJSKIEJ Z UWZGLĘDNIENIEM TAKSONOMII KLIMATYCZNEJ NA WDRAŻANIE TECHNOLOGII ELEKTROCIĘPŁOWNI

W ramach Europejskiego Zielonego Ładu we wrześniu 2020 roku Komisja Europejska zaproponowała zwiększenie docelowego poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych, z uwzględnieniem emisji i pochłaniania emisji, do co najmniej 55% do 2030 roku w stosunku do poziomu z 1990 roku. W dniu 14 lipca 2021 roku ogłoszono program „Fit for 55” obejmującego propozycję pakietu inicjatyw ustawodawczych, w ramach którego poinformowano m.in., iż Komisja proponuje, aby 40% (w miejsce dotychczasowych 34% zakładanych dla ciepłownictwa) energii wytwarzanej w państwach Unii Europejskiej do roku 2030 pochodziło ze źródeł odnawialnych. Biorąc pod uwagę m.in. powyższe od października 2020 notuje się znaczny wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Powoduje to, że podlegające pod europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> EU ETS ciepłownie i elektrociepłownie o mocy powyżej 20 MW opalane węglem kamiennym, znajdują się pod presją gwałtownie rosnących cen uprawnień, a wynikające z nich podwyższenie kosztów dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, które nie jest wystarczająco odzwierciedlane w taryfach, co skutkuje złą kondycją finansową tych przedsiębiorstw.

Ponadto Dyrektywa o promowaniu energii ze źródeł odnawialnych EU/2018/2001 wprowadziła cel wzrostu udziału OZE w ciepłownictwie o 1,1 pkt. procentowego rocznie w okresie 2021-2030, co w przypadku Polski oznacza osiągnięcie poziomu 28,4% OZE w całym ciepłownictwie w 2030 roku. Obecne tempo wzrostu, zwłaszcza w ciepłownictwie systemowym, jest niewystarczające do wypełnienia tego zobowiązania.

### PEP2040

W odniesieniu do sektora ciepłowniczego i elektrociepłowniczego w Polsce odzwierciedlenie unijnych regulacji stanowi przede wszystkim przyjęty w dniu 18 grudnia 2019 r. przez Komitet do Spraw Europejskich Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK) oraz w przyjęta przez rząd 2 lutego 2021 r. Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku, uwzględniająca regulacje i strategię UE, tj. porozumienie paryskie, cele klimatyczno-energetyczne do 2030 roku, Europejski Zielony Ład, a także plan odbudowy gospodarczej po pandemii COVID-19.

Jest to pierwszy tej rangi dokument, w którym jednoznacznie wskazany został potencjał ciepłownictwa systemowego w procesie dążenia do czystego powietrza, neutralności klimatycznej oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Powyższe kwestie pociągają za sobą konieczność odpowiedniego wsparcia legislacyjnego i finansowego sektora ciepłowniczego, tak aby branża była w stanie sprostać stawianym jej wyzwaniom związanym z transformacją

w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i zrównoważonej.

Istotną barierą rozwoju ciepłownictwa systemowego jest uznanie danego systemu ciepłowniczego za „efektywny” wg definicji z Dyrektywy 2012/27/EU. Systemy pozbawione takiego statusu nie mogą otrzymywać wsparcia ze środków publicznych, a dodatkowo po 2025 r. konieczne będzie zagwarantowanie prawnej możliwości odłączania się od takich sieci. Wprowadzona dyrektywą definicja znalazła swoje odzwierciedlenie w ustawie Prawo Energetyczne i zgodnie z jej brzmieniem: efektywny system ciepłowniczy to system w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w 50% ciepło odpadowe lub w 75 proc. ciepło pochodzące z kogeneracji lub w 50 proc. wykorzystuje się połączenie ww. energii i ciepła. System niespełniający tego warunku nie może uzyskać pomocy ze środków publicznych, chyba że w efekcie dokonanej inwestycji uzyska status efektywnego. Dodatkowo, w ramach założeń pakietu „Fit for 55” planowane jest zaostrenie brzmienia tej definicji, tak aby od 2026r. za efektywny uznawany był system mający co najmniej 50% energii odnawialnej, 50% ciepła odpadowego, 80% ciepła z wysokosprawnej kogeneracji (gazowej) lub 50% kombinacji tych form energii, pod warunkiem, że udział ciepła z OZE nie będzie niższy niż 5%. Dodatkowo w 2035 zakończyć się ma całkowicie wsparcie dla kogeneracji. Systemy ciepłownicze będą musiały być zasilane energią odpadową i odnawialną, tak by w 2050 roku udział energii z OZE był nie mniejszy niż 60%.

## STRATEGIA DLA CIEPŁOWNICTWA

10 września 2021 r opublikowany został projekt opracowanej przez ministerstwo klimatu Strategii dla ciepłownictwa, realizującej cele Polityki Energetycznej Polski 2040 (PEP2040) oraz Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) na lata 2021-2030, stanowiącej odpowiedź na potrzeby sektora oraz wsparcie dla procesu transformacji.

Projekt strategii zakłada przede wszystkim:

- ✓ Wzrost liczby systemów ciepłowniczych o statusie efektywnych w przeciągu najbliższych 5 lat - docelowo do 85% - stanowi w opinii ministerstwa największe wyzwanie stojące przed sektorem ciepłowniczym w Polsce
- ✓ Rozwój sieci i podłączenie 1,5 mln nowych gospodarstw domowych, co pozwoli systemom ciepłowniczym utrzymać stałą produkcję ciepła, pomimo przyspieszającej termomodernizacji. Stanowiące dzisiaj ok. 24% rynku ciepła ciepło systemowe ma być preferowaną formą ogrzewania budynków
- ✓ Wzrost udziału OZE w całym ciepłownictwie - w pierwszej kolejności dostosowane do istniejących systemów, ze względu na zbyt niskie temperatury, osiągnane w obecnych technologiach odnawialnego ciepła, przy jednocześnie wysokich parametrach zasilania instalacji w budynkach. Założono, że po 2030

r. stan termomodernizacji budynków pozwoli na obniżenie parametrów zasilania instalacji, co umożliwi intensyfikację systemu wsparcia dla produkcji ciepła ze źródeł OZE. Wzrost udziału OZE ma dodatkowo przełożyć się na spadek cen ciepła dla odbiorców

- ✓ Wykorzystanie na szeroką skalę ciepła z odpadów komunalnych oraz ciepła odpadowego – wszędzie tam, gdzie jest to technicznie wykonalne i ekonomicznie opłacalne, należy wykorzystywać ciepło odpadowe. Z kolei tam, gdzie jest to konieczne i uzasadnione lokalnymi zasobami, rozwijane będą instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych. Realizacja tego celu pozwoli na rozpowszechnienie efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych.
- ✓ Zmianę środowiska regulacyjnego ciepłownictwa systemowego, poprzez urealnienie taryf energii cieplnej (za pomocą standaryzacji i uproszczenia procedur oraz wprowadzenia mechanizmów zachęcających do inwestowania) oraz wprowadzenie systemu gwarancji pochodzenia ciepła systemowego (w sposób analogiczny do gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła, wydawanej przez Prezesa URE)
- ✓ Aktywizację jednostek samorządu terytorialnego w zakresie energetyki cieplnej przy wsparciu administracji centralnej - zwiększenie roli jednostek samorządu terytorialnego ma szczególne znaczenie zwłaszcza na poziomie gminy, ze względu na zależność ciepłownictwa od uwarunkowań lokalnych. Gminy mają przede wszystkim realizować ciążący na nich zgodnie z art. 19 Prawa Energetycznego obowiązek sporządzania planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną oraz paliwo gazowe, oraz szkolić personel. Powyższy cel jest też ściśle związany z procesem implementacji ciepła odpadowego oraz ciepła z odpadów komunalnych, który ma być realizowany z udziałem jednostek samorządu terytorialnego.

Realizacja Demonstratora Technologii w pełnym zakresie wpisuje się w politykę sektorową Polski:

1. Demonstrator stanowi istotny krok w kierunku pozyskania przez Przedsiębiorstwo ciepłownicze w Końskich statusu systemu ciepłowniczego efektywnego energetycznie dostarczając ok. 90% ciepła z OZE w skali Systemu Demonstracyjnego
2. Realizacja przedsięwzięcia zapewni 11% udział ciepła produkowanego ze źródeł odnawialnych w skali całkowitej ilości ciepła dostarczanego przez PEC
3. Przedsięwzięcie zapewnia dodatkowo realizację celu związanego z miksem energetycznym, poprzez wykorzystanie w procesie produkcji energii elektrycznej i ciepła energii słonecznej oraz 'zielonego' wodoru
4. Z uwagi na badawczo-rozwojowy, strategiczny charakter przedsięwzięcie wpływa ponadto na intensyfikację współpracy z władzami oraz wzrost świadomości dotyczącej roli jednostki samorządu terytorialnego w procesie wdrażania polityki klimatycznej regionu.

## 6. HARMONOGRAM BUDOWY INSTALACJI DEMONSTRATORA TECHNOLOGII

Tabela 5 Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii.

Miesiąc trwania Etapu II																			
L.p.	Zadanie	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Uzyskanie wszystkich zgód i pozwoleń																		
2	Opracowanie wielobranżowego projektu budowlanego																		
3	Opracowanie technicznego projektu wykonawczego																		
4	Wybór generalnego wykonawcy zadania																		
5	Opracowanie komponentu technologicznego - platforma sterowania i bilansowania besmart.energy																		
6	Budowa farmy PV 4,8 MWp w Kornicy																		
7	Instalacja kolektorów solarnych																		
8	Budowa zbiornika sezonowego typu PTES																		
9	Montaż i uruchomienie kotła elektrodowego																		
10	Montaż i uruchomienie pompy ciepła																		
11	Budowa instalacji wytwarzania i magazynowania wodoru																		
12	Instalacja i uruchomienie dwóch wodorowych źródeł kogeneracyjnych																		
13	Budowa rurociągu ciepłowniczego																		
14	Budowa linii zasilającej S/N farmy PV - demonstrator																		

# 7. SKALOWALNOŚĆ I REPLIKOWALNOŚĆ TECHNOLOGII ELEKTROCIEPŁOWNI

## 7.1. SKALOWALNOŚĆ

Dobre urządzenia należą do technologii dających się łatwo skalować. Zwiększenie mocy układu jest możliwe zarówno poprzez skalowanie parametrów dobieranych poszczególnych komponentów technologicznych, jak i kaskadową rozbudowę układów, przy szczególnym uwzględnieniu pojemności sezonowego zbiornika energii. Najistotniejszym ograniczeniem w skalowalności Demonstratora Technologii może okazać się dostępność terenu pod zabudowę wielkopowierzchniowych elementów, tj. farmy PV, farmy solarnej oraz magazynu energii cieplnej, jak również warunki gruntowe dla posadowienia zbiornika, w szczególności poziom wód gruntowych.

W proponowanym systemie możemy wyróżnić szereg elementów, które w łatwy sposób mogą być skalowalne poziomo poprzez zwielokrotnianie lub pionowo poprzez wybór urządzeń o większej mocy dopasowanej do wymagań modernizowanego obszaru.

### **Panele fotowoltaiczne / kolektory\***

Generowana przez panele fotowoltaiczne moc zależna jest głównie od wielkości instalacji tj. powierzchni gruntów na których są one zainstalowane. Można stosować rozwiązania o zwiększonej wydajności, takie jak panele nadążne czy dwustronne, jednak należy założyć, że głównym ograniczeniem jest powierzchnia gruntu. Cena za MWp zmniejsza się wraz ze wzrostem wielkości instalacji dlatego nie jest to czynnik, który mógłby ograniczać skalowalność rozwiązania. Na podstawie wykonanej analizy rynku potwierdzono dostępność różnorodnych paneli u co najmniej kilkudziesięciu dostawców.

\*kolektory należy uzasadnić w ten sam sposób co panele fotowoltaiczne.

### **Produkcja energii z zielonego wodoru**

W celu produkcji energii z zielonego wodoru potrzebne są następujące elementy:

- elektrolizer,
- kompresor wodoru,
- zbiorniki na wodór,
- silnik kogeneracyjny

Wszystkie wymienione wyżej urządzenia dostępne są na rynku w różnych konfiguracjach. Możliwe jest zarówno skalowanie „poziomie” poprzez dokupienie kolejnych elementów, jak również skalowanie „pionowe” przez

wybór elementów o wyższych parametrach pracy. Na podstawie wykonanej analizy rynku potwierdzono dostępność elementów u co najmniej kilkunastu dostawców.

### **Pompy ciepła**

Na rynku istnieje duży wybór pomp ciepła umożliwiających skalowanie poziome oraz pionowe. Nie stosuje się pomp o mocy powyżej 300kW, co wynika z ograniczeń konstrukcyjnych jednakże w celu uzyskania większej mocy układu problem ten jest rozwiązywany poprzez zastosowanie układów kaskadowych. Na podstawie wykonanej analizy rynku potwierdzono dostępność elementów u co najmniej kilku dostawców w Polsce oraz co najmniej kilkunastu dostawców w skali świata.

### **Sezonowy magazyn ciepła**

Jedynym ograniczeniem skalowalności dla magazynu sezonowego jest dostępność gruntów umożliwiających wykop wymaganej wielkości wykopu, w którym będzie składowany czynnik akumulujący ciepło oraz ich jakość. Stosunek pojemności cieplnej do wielkości magazynu jest stały. Zidentyfikowano co najmniej kilku wykonawców na rynku polskim. Magazyn ciepła powinien być zlokalizowany w bezpośrednim sąsiedztwie farmy solarnej.

### **Kocioł elektrodowy**

Podobnie jak dla pomp ciepła i elementów elektrowni wodorowej na rynku jest duży wybór kotłów elektrycznych (od kilku kW do kilkudziesięciu MW) i możliwe jest skalowanie poziome poprzez instalację większej liczby kotłów, jak również skalowanie pionowe przez wybór kotła większej mocy. Na podstawie wykonanej analizy rynku potwierdzono dostępność elementów u co najmniej kilku dostawców.

### **Elektrolizer i zbiornik wodoru**

Proponowany elektrolizer to urządzenie z membraną typu PEM. Jest to stosunkowo nowa technologia i wybór tego typu urządzeń na rynku nie jest jeszcze zbyt duży. Uważamy jednak, że rosnące zapotrzebowanie na rynku na elektrolizery dobrze współpracujące ze źródłami PV będzie rosło i dostępność i ceny będą systematycznie stawały się coraz bardziej atrakcyjne. Podobnie sytuacja wygląda ze zbiornikami na wodór pracującymi z ciśnieniami nominalnymi 250 bar i pojemnościami od 500-1000m<sup>3</sup> wodoru.

### **Silnik kogeneracyjny**

Podobnie jak dla pozostałych komponentów systemu na rynku jest duży wybór jednostek kogeneracyjnych (od kilku kW do kilku MW) i możliwe jest skalowanie poziome poprzez instalację większej liczby silników, jak również skalowanie pionowe przez wybór urządzenia o wymaganej mocy. Silnik kogeneracyjny może być również zastąpiony alternatywnie ogniwem paliwowym, które charakteryzują się całkowity brakiem emisyjności i niskim poziomem hałasu jednakże przy tych samych mocach są kilkukrotnie droższe.

## **System komputerowy do sterowania elektrociepłownią z funkcją SCADA i zarządzania bilansem energetycznym**

Niezbędnym elementem jest system zarządzania elektrociepłownią zapewniający narzędzie predykcji produkcji ze źródeł OZE, predykcji zapotrzebowania na energię ciepłą i elektryczną oraz cen energii. System taki zostanie stworzony na potrzeby demonstratora technologii i będzie dostępny dla przyszłych użytkowników technologii.

### **Podsumowanie**

Powyższe rozważania wskazują, że zaproponowany system jest skalowalny poziomo tj. możliwy jest jego rozwój poprzez dodawanie kolejnych elementów, jak również skalowalny pionowo (dobór elementów o zwiększonych parametrach pracy). Skalowanie może być również hybrydowe tzn. w celu obsługi większej liczby odbiorców nie jest wymagana rozbudowa o takie same urządzenia, ich parametry mogą być dobierane według potrzeb (np. wybudowanie kolejnej, mniejszej od istniejącej farmy fotowoltaicznej) oraz w ramach ograniczeń ekonomicznych. Z podstawowych ograniczeń skalowalności należy wymienić aktualnie wysokie koszty wdrożenia przy większych mocach. Uważamy jednak, że nowoczesne rozwiązania oparte o technologie zielonego wodoru wytwarzanego ze źródeł OZE będą stopniowo tanieć i stawać się coraz bardziej atrakcyjne ekonomicznie.

## 7.2. REPLIKOWALNOŚĆ

Replikowalność rozumiana jest jako możliwość wykorzystania koncepcji projektowanego systemu w innych elektrociepłowniach. W związku z tym, że system wybrany do modernizacji nie jest w stosunku do innych elektrociepłowni specyficzny i nie wprowadzono elementów, które mogłyby być po wdrożeniu niedostępne na rynku, należy założyć, że jest replikowalny i będzie mógł być wdrażany w innych elektrociepłowniach w Polsce. Poziom replikowalności określono na podstawie danych z Urzędu Regulacji Energetyki:

- liczba podmiotów posiadających koncesję na wytwarzanie ciepła – 348
- liczba podmiotów posiadających koncesję na przesyłanie ciepła – 355
- liczba podmiotów posiadających koncesję na dystrybucję energii – 189

Podmiotów posiadających koncesję na przesyłanie i wytwarzanie ciepła oraz dystrybucję energii elektrycznej jest w Polsce 44. Posiadają one potencjał do wdrożenia proponowanego systemu. Głównym utrudnieniem do replikowalności jest posiadanie odpowiednich koncesji, gruntów pod farmy fotowoltaiczne i magazyn sezonowy oraz dostępność unikalnego systemu do sterowania elektrociepłownią, który zostanie wytworzony w ramach projektu.

Dodatkowo należy zauważyć, że systemy ciepłownicze do 50MW stanowią najliczniejszą grupę wśród funkcjonujących systemów. Jednocześnie jedynie drobna część spełnia wymóg systemów efektywnych i ekologicznych, które są głównie realizowane poprzez spalanie biomasy i kogenerację gazową. Ciągłe podstawowymi paliwami pozostają paliwa węglowe oraz gazowe. Ponadto w najbliższym czasie konieczne będą inwestycje dostosowujące je do standardów zgodnych z wymaganiami dyrektywy o emisjach przemysłowych (MCP). Równoległe lawinowo rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie ETS i reguły zatwierdzania taryf powodują istotne zmniejszenie możliwości inwestycyjnych tych przedsiębiorstw.

W ciepłownictwie rośnie zainteresowanie bezemisyjnymi źródłami ciepła. Ciekawą diagnozę potencjału wykorzystania nowych technologii OZE przyniosły wyniki ankiety przeprowadzonej przez Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o. we współpracy z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, w lutym 2018r. Oprócz PEC Końskie brało w niej udział około ponad 40 firm ciepłowniczych. Z ankiety wynika, że przedsiębiorstwa biorą pod uwagę możliwość korzystania z różnych źródeł OZE. Największe zainteresowanie budzą kotły biomasowe i niewiele mniejsze – kolektory słoneczne, fotowoltaika, systemy green power to heat, pompy ciepła, sezonowy magazyn ciepła. W „Raportie w zakresie kierunków transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce” przygotowanym w 2020 r. przez KAPE dla Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie wskazano, że transformacja wymaga wielopaliwowości i wykorzystania źródeł bezemisyjnych w miksie paliwowym. Potwierdził to także udział kilkunastu firm (w tym PGE Energia Ciepła) w pilotażowym programie Ciepło z OZE ogłoszonym przez NFOŚiGW. Niestety nie został on sfinalizowany poprzez ogłoszenie naboru.

Jednym z funkcjonujących miejskich systemów ciepłowniczych jest Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w



Końskich Sp. z o.o. Można je uznać za typowe zarówno z uwagi na wielkość miasta, zainstalowane moce cieplne jak i strukturę paliwową.

Przedsiębiorstwo dysponuje łączną mocą zainstalowaną w urządzeniach ciepłowniczych na poziomie 42,3 MW oraz wysokotemperaturową siecią ciepłowniczą (zasilanie 112/50°C, powrót 70/41°C) o łącznej długości 10,615 km. Na majątek wytwórczy przedsiębiorstwa składają się 4 kotłownie, w tym:

- centralna kotłownia węglowa przy ulicy Odlewniczej 5 w Końskich o łącznej mocy zainstalowanej 38 MW, zaopatrująca odbiorców ciepła systemowego w ciepło wyłącznie na potrzeby C.O. w sezonie
- 3 gazowe kotłownie lokalne o łącznej mocy zainstalowanej 4,3 MW, zaopatrujące odbiorców ciepła systemowego w ciepło zarówno na potrzeby C.O., jak i C.W.U.

Zastosowany szeroki katalog rozwiązań we wnioskowanym projekcie daje możliwość powielenia w całości albo zastosowania wybranych technologii najbardziej odpowiadających i możliwych do zrealizowania w konkretnym przedsiębiorstwie. Zakładamy funkcjonowanie Demonstratora Technologii w ramach lokalnej społeczności energetycznej - spółdzielni energetycznej. Organizacje tego typu zostały powołane w celu lokalnego wytwarzania i bilansowania energii. Ewentualne ograniczenia replikowalności wynikają z ograniczeń prawnych w szczególności: limit mocy zainstalowanej do 30 MW mocy cieplnej i do 10 MW mocy elektrycznej, lokalizacja gminy wiejskie i miejsko wiejskie. Obecnie również ograniczeniem jest brak opublikowanych rozporządzeń wykonawczych dotyczących sposobu rozliczania spółdzielni energetycznej, jak również brak jasnych uregulowań dotyczących przekazywania danych pomiarowych z liczników przez OSD. Warto podkreślić, że w warunkach normalnego funkcjonowania spółdzielnia energetyczna daje dodatkowe korzyści i przyczynia się do obniżenia OPEX demonstratora ale jako rozwiązanie opcjonalne, jej istnienie nie jest warunkiem koniecznym do funkcjonowania systemu - demonstrator może funkcjonować efektywnie w lokalnym systemie energetycznym również bez powołania spółdzielni.

### 7.3. POTENCJAŁ DOSTOSOWANIA DEMONSTRATORA TECHNOLOGII DO ZMIAN NA RYNKU ENERGII I CIEPŁA

Jeśli zapotrzebowanie na ciepło spadnie, system zgodnie z jego architekturą, zrealizuje sprzedaż energii elektrycznej - wykorzystywanej również na cele ciepłownicze - do spółdzielni energetycznej, co spowoduje lokalną obniżkę cen energii. Jeśli sprzedaż do spółdzielni będzie niemożliwa ze względu na zbyt mały pobór energia zostanie sprzedana lokalnemu operatorowi sieci dystrybucyjnej (OSD). Dodatkowo nadmiar energii może być wykorzystany do produkcji zielonego wodoru, a ze względu na wysoką jego czystość, będzie mógł być w przyszłości sprzedany jako paliwo i wykorzystany do zasilania samochodów wodorowych.

Z uwagi na powyższe rozwiązanie, które opiera się na produkcji energii elektrycznej z OZE oraz produkcji zielonego wodoru jest w pełni przygotowane na potencjalne zmniejszenie się zapotrzebowania na ciepło i energię.

## 8. KOMPONENT TECHNOLOGICZNY

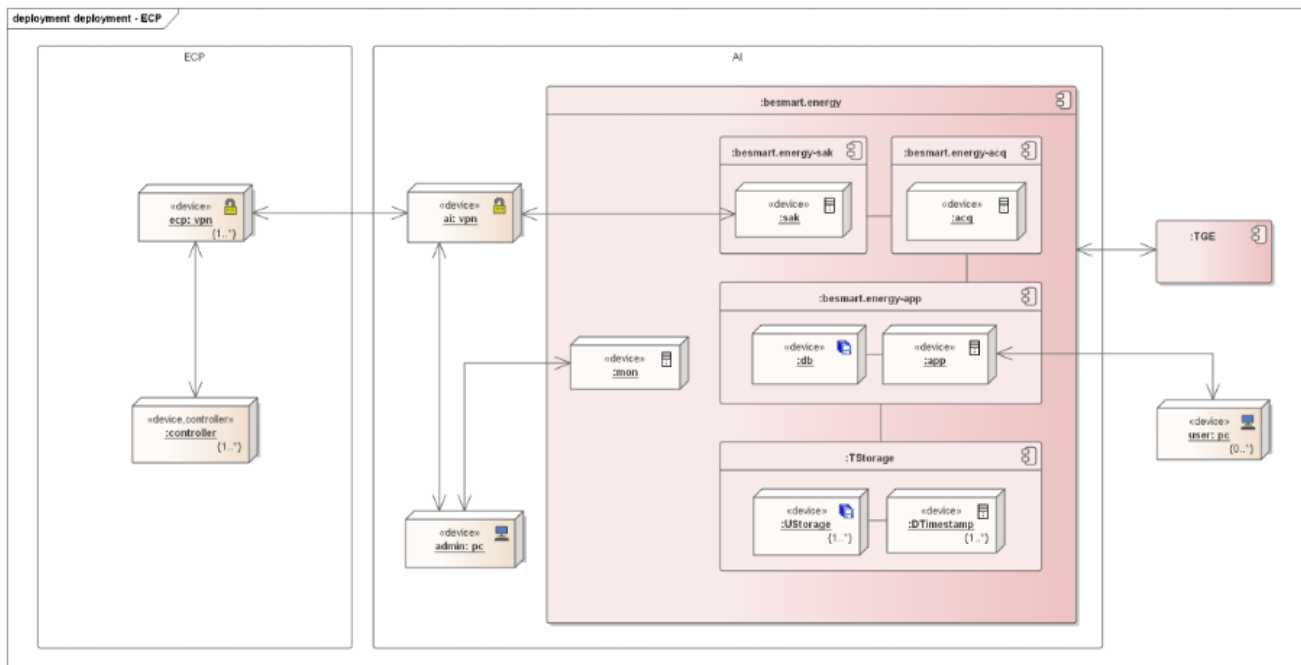
Jako komponent technologiczny zostanie opracowane specjalne algorytmy oraz rozszerzenia istniejącej platformy besmart.energy, które pozwolą na ciągłą analizę danych w celu optymalizacji sterowania urządzeniami lokalnego systemu energetycznego.

### KOMPONENTY SYSTEMU

System besmart.energy składa się z następujących komponentów funkcjonalnych:

- część aplikacyjna (app) realizująca główną logikę systemu, wraz z bazą relacyjną (db) przechowującą dane inne niż szeregi czasowe,
- część akwizycyjna (acq) realizująca zadania gromadzenia danych z systemów wewnętrznych (np. klaster pogodowy) jak i zewnętrznych (np. z Towarowej Giełdy Energii),
- część akwizycyjna (sak) realizująca zadania gromadzenia danych bezpośrednio z urządzeń (np. z urządzeń lub sterowników lokalnego systemu energetycznego),
- baza danych TStorage przechowująca dane o charakterze szeregów czasowych.

Diagram komponentów systemu przedstawiono na Rys. 5.

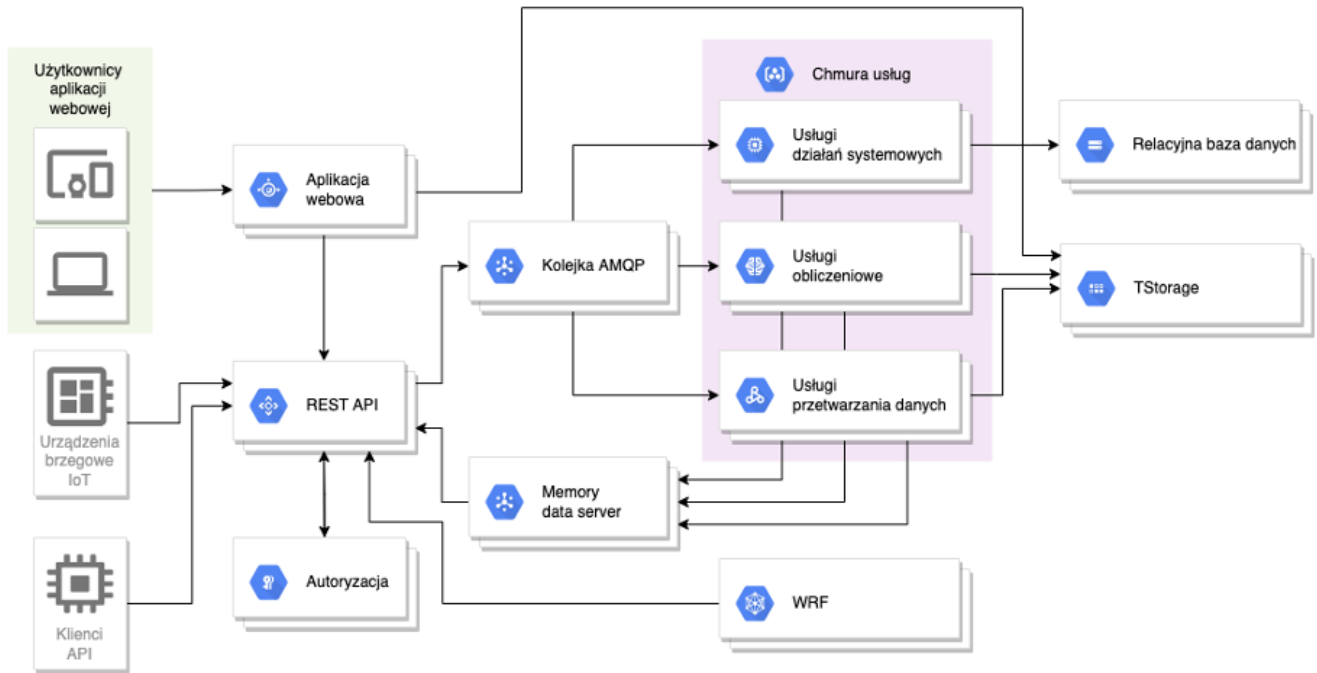


Rys. 5 Diagram komponentów system besmart.energy.

Z uwagi na rozproszenie elementów lokalnego systemu energetycznego – w szczególności urządzeń sterujących/wykonawczych – komunikacja z nimi będzie realizowana za pomocą dedykowanych kanałów VPN.

Wewnętrznie aplikacja besmart.energy ma architekturę mikrousługową z udostępnionym interfejsem REST

API, przez co integracja z systemami zewnętrznymi jak i rozbudowa funkcjonalności jest bardzo łatwa. Schemat miksousługowej architektury przedstawiono na Rys. 6.



Rys. 6 Schemat miksousługowej architektury aplikacji besmart.energy.

## FUNKCJONALNOŚĆ I CECHY

Dzięki zebranemu doświadczeniu w projektach AMI / Smart Grid podjęto decyzję o realizacji platformy besmart.energy (platforma Big Data pracująca w chmurze) służącej do zarządzania nowoczesnymi systemami energetycznymi, bazującymi na inteligentnym opomiarowaniu w oparciu o analizę dużych zbiorów danych pomiarowych gromadzonych w czasie rzeczywistym. Platforma przeznaczona jest dla różnych odbiorców. Mogą nimi być klastry energetyczne, spółdzielnie energetyczne i mikrosieci oraz duże podmioty takie jak Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD).

W dalszej części scharakteryzowano najważniejsze komponenty platformy besmart.energy uwzględniając ich wykorzystanie do budowania funkcji optymalnego sterowania urządzeniami w ramach mikrosieci.

## BAZA DANYCH NOSQL (TSTORAGE)

Głównym elementem platformy besmart.energy, stanowiącym o jej wydajności i efektywności, jest autorska baza danych typu NoSQL dostosowana do przechowywania sygnałów pomiarowych z możliwością ich wersjonowania.

Prace nad bazami nierelacyjnymi prowadzone są przez ostatnie 10 lat przez największe firmy dostarczające usługi w chmurze (takie jak Amazon, Google, Microsoft) w związku z upowszechnieniem się Internetu Rzeczy

i systemów typu Big Data. Głównym typem rekordów, przechowywanych i przetwarzanych w takich systemach, są szeregi czasowe, czyli zbiory wartości (skalarnych lub wektorowych) znakowanych czasem lub innym, pojedynczym kluczem. Najważniejszym wymaganiem dla takich systemów, w przeciwieństwie do wymaganej wcześniej od baz relacyjnych uniwersalności dostępu i wyboru danych, jest szybki dostęp do danych oznaczonych określoną wartością klucza.

Ze względu na ograniczenia licencyjne rozwiązań wymienionych firm oraz ograniczenia baz NoSQL dostępnych na zasadzie open-source, polegające na nieadekwatnym znakowaniu danych pomiarowych oraz braku możliwości skalowania pojemności i wydajności (brak możliwości rozpraszania danych na wiele komputerów), zdecydowano się na realizację własnej bazy NoSQL.

Rozwiązanie nazwano TStorage (Time series Storage) ze względu na charakter przechowywania danych polegający na znakowaniu ich przy użyciu stempli czasowych. W opisanym rozwiązaniu dane rozpraszane są na wiele węzłów, których ilość może być zwiększana w miarę rozwoju systemu. System nie posiada żadnego, centralnego rejestru (serwera metadanych) przechowującego informacje o położeniu porcji danych - uzyskano zatem realną skalowalność poziomą rozwiązania.

Dane w archiwum TStorage znakowane są także w pewien specyficzny sposób umożliwiającą realizację ich wersjonowania.

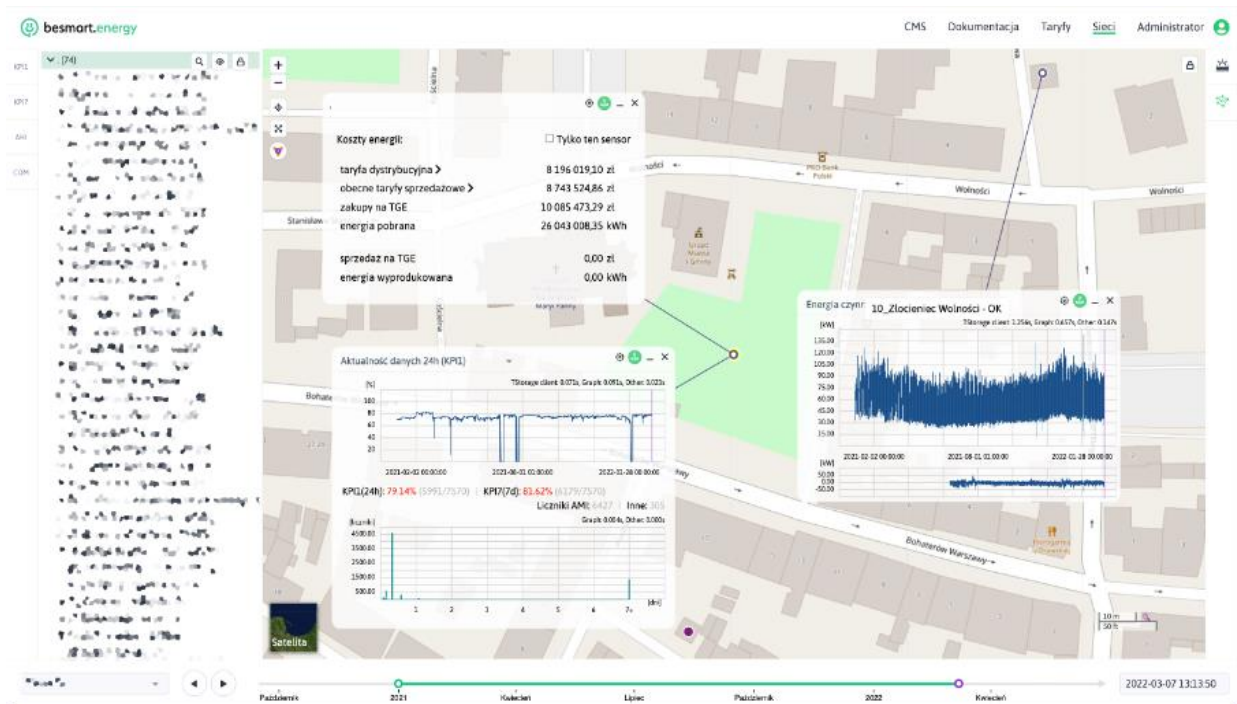
Archiwum TStorage pozwoliło na eliminację podstawowego problemu wdrożenia klasycznych systemów AMI, czyli ograniczonej wydajności relacyjnej bazy danych, ograniczonej skalowalności pojemności i zakresu przechowywanych danych oraz wysokiego kosztu utrzymania rozwiązania. Dzięki kilkudziesięciokrotnie większej wydajności TStorage w stosunku do stosowanej wcześniej hurtowni danych, możliwe stało się przetwarzanie dużych ilości informacji z użyciem metod uczenia maszynowego oraz szybka prezentacja operatorowi aplikacji różnych danych dla szerokich zakresów czasowych.

Dzięki wydajnemu archiwum możliwe jest zautomatyzowanie procesów ciągłej analizy danych, co pozwala zbudowanie algorytmów decyzyjnych w czasie nieomal rzeczywistym, ponieważ możliwe jest szybkie pobieranie dużych zbiorów danych i zapisywanie obliczeń bez degradacji wydajności aplikacji oraz przy zachowaniu niskiego kosztu przechowywania (koszt węzła TStorage równy jest kosztowi standardowego serwera i uzależniony jest głównie od wykorzystywanej przestrzeni dyskowej).

## NOWY INTERFEJS UŻYTKOWNIKA (WIZUALIZACJA GEOGRAFICZNA)

W aplikacji besmart.energy zdecydowano się na nowatorskie podejście do interfejsu użytkownika i za element główny interfejsu uznano mapę. Elementy nawigacyjne interfejsu służące do wyboru interesującego obiektu oraz sterowania prezentacją warstw mapy przesunięto na brzegi ekranu. Na dole ekranu zlokalizowano komponent odpowiedzialny za sterowanie parametrami czasu, który pozwala na wybór zakresu prezentowanych danych oraz momentu, dla którego prezentowany jest stan systemu.

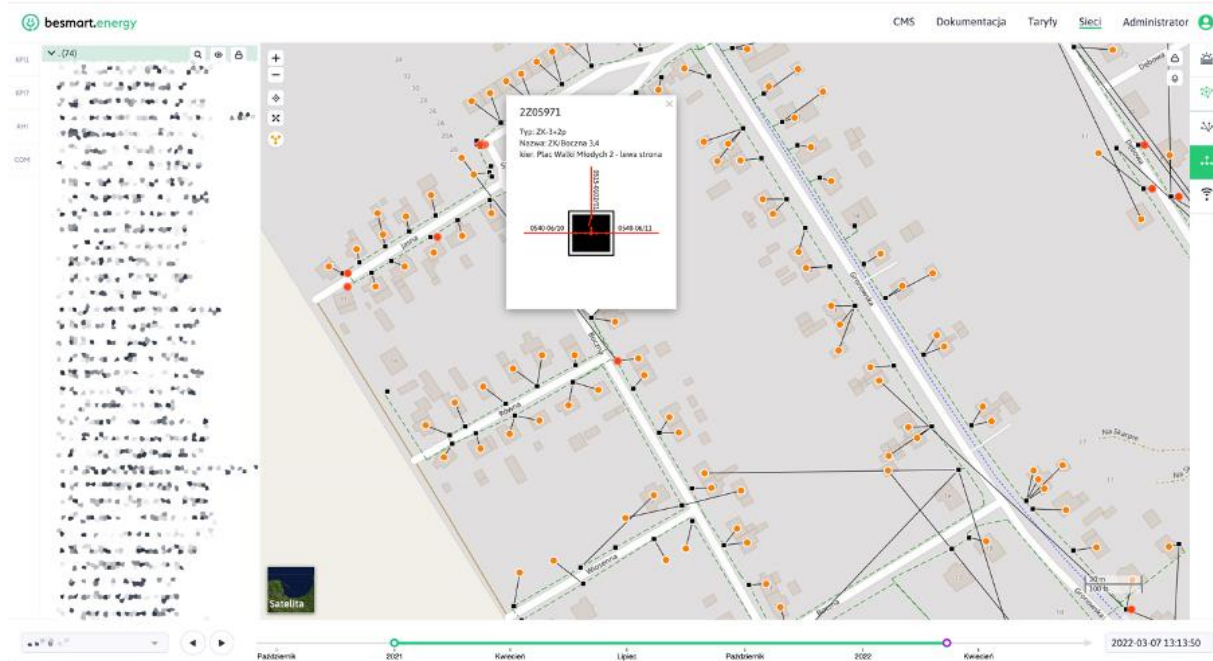
Kolejne usprawnienia interfejsu użytkownika w besmart.energy w stosunku do klasycznych systemów AMI polegają na prezentacji danych. Wprowadzono widżety, czyli małe komponenty graficzne z funkcją przetwarzania danych, które służą do graficznej prezentacji danych obiektu w sposób najlepiej dostosowany do realizowanej przez nie funkcji. Przykładowy widżet to wykres danych pomiarowych, analizator kompletności danych, kosztów zużycia energii czy cen na giełdzie. Widżet może być przywiązany do danego obiektu i miejsca na mapie lub może pokazywać dane w trybie kontekstowym tzn. dane mogą zmieniać się w zależności od obiektu, wybranego przez użytkownika. Przykładowe użycie widżetów pokazano na Rys. 7.



Rys. 7 Przykładowy widżet dostępny w systemie besmart.energy.

Widżety pozwalają na szybkie zestawianie i analizowanie różnych danych powiązanych z pojedynczym obiektem lub kilkoma obiektami. Idea widżetów zakłada także możliwość tworzenia i dodawania kolejnych dopasowanych do nowych, specyficznych potrzeb użytkownika.

W nowym interfejsie, założono także możliwość użycia wielu warstw/podkładów mapowych służących do prezentacji danych niezwiązanych bezpośrednio z obiektami energetycznymi. Podkłady mapowe wybiera się z prawej strony ekranu, a stan danego podkładu mapowego zależy od czasu wybranego poprzez komponent odpowiedzialny za sterowanie parametrami czasu. Obecnie w aplikacji zaimplementowano podkłady mapowe związane z prezentacją pogody oraz wizualizują (zmieniającą się w czasie) topologii sieci energetycznej. Przykładową wizualizację zaprezentowano na Rys. 8.

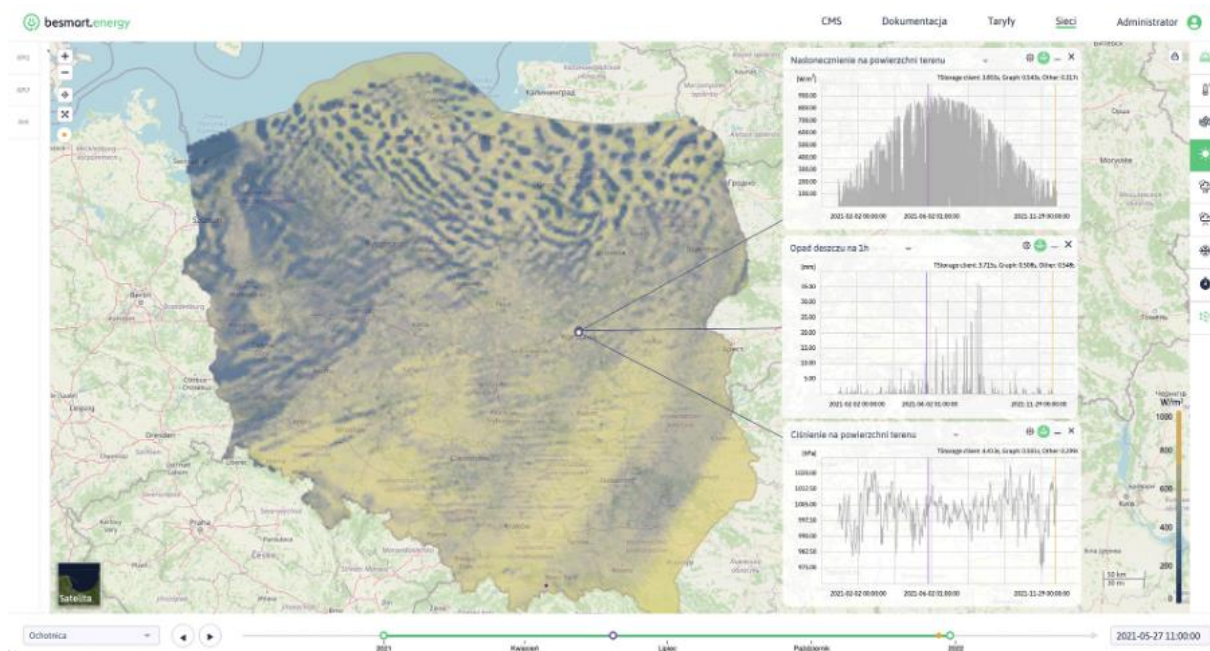


Rys. 8 Wizualizacja topologii sieci energetycznej w systemie besmart.energy.

Należy podkreślić, że stworzenie nowego interfejsu użytkownika możliwe było dzięki eliminacji niskiej wydajności bazy danych, poprzez zastosowanie TStorage, przez co użytkownik po kliknięciu w dany element interfejsu otrzymuje dane bez konieczności wielosekundowego oczekiwania, co sprawia, że może szybko zmieniać kontekst danych i sprawnie analizować różne elementy systemu.

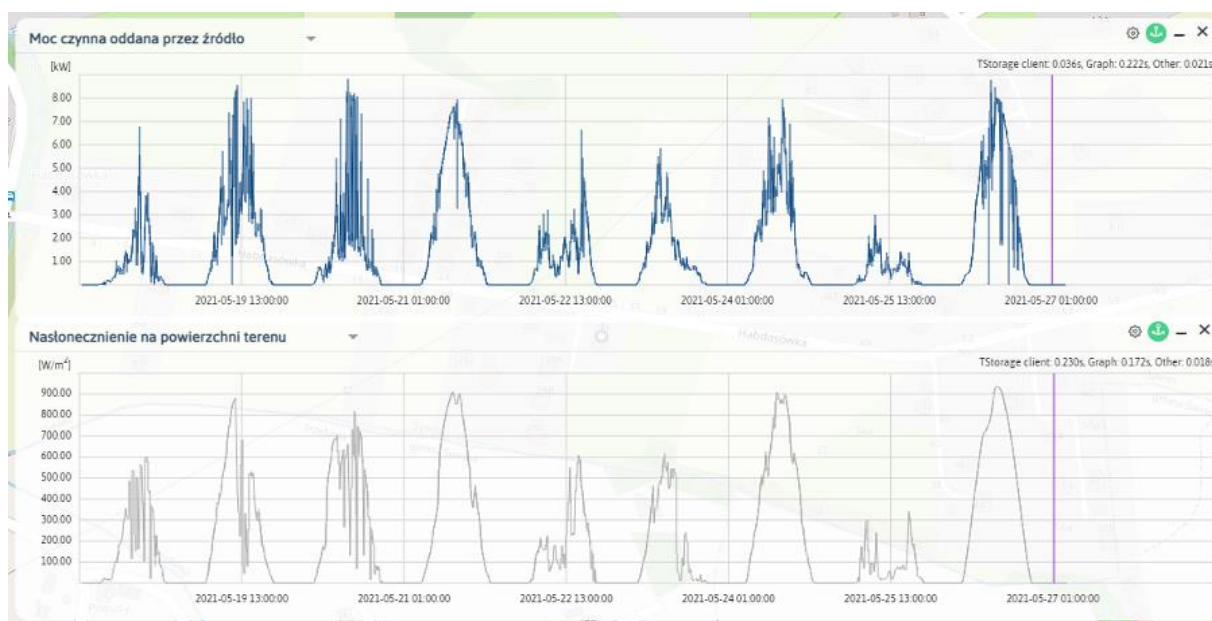
## PROGNOZA POGODY

Ze względu na stwierdzoną zależność zjawisk zachodzących w sieci energetycznej od parametrów pogody zdecydowano się na implementację własnego, numerycznego modelu pogodowego bazującego na danych i algorytmach open-source modelu WRF (dwa niezależne źródła danych wejściowych: amerykański GFS oraz europejski ICON). Dane prognostyczne w rozdzielczości 5-minutowej są kalkulowane na 3 doby do przodu, obliczane są dla obszaru całej Polski na siatce geograficznej o rozmiarze 3 km. Dane te po przetworzeniu i wyekstrahowaniu wprowadzane są do bazy TStorage. Gromadzonych jest ponad 40 wielkości meteorologicznych, obliczenia wykonywane są w cyklu co 12 godzin, realizowane są przez dedykowany klaster obliczeniowy (144 procesory połączone siecią Infiniband). Wizualizacja wyników działania modelu numerycznego pogody przedstawiona jest na warstwach mapy i została pokazana na Rys. 9.



Rys. 9 Wizualizacja wyników działania modelu numerycznego pogody w systemie besmart.energy.

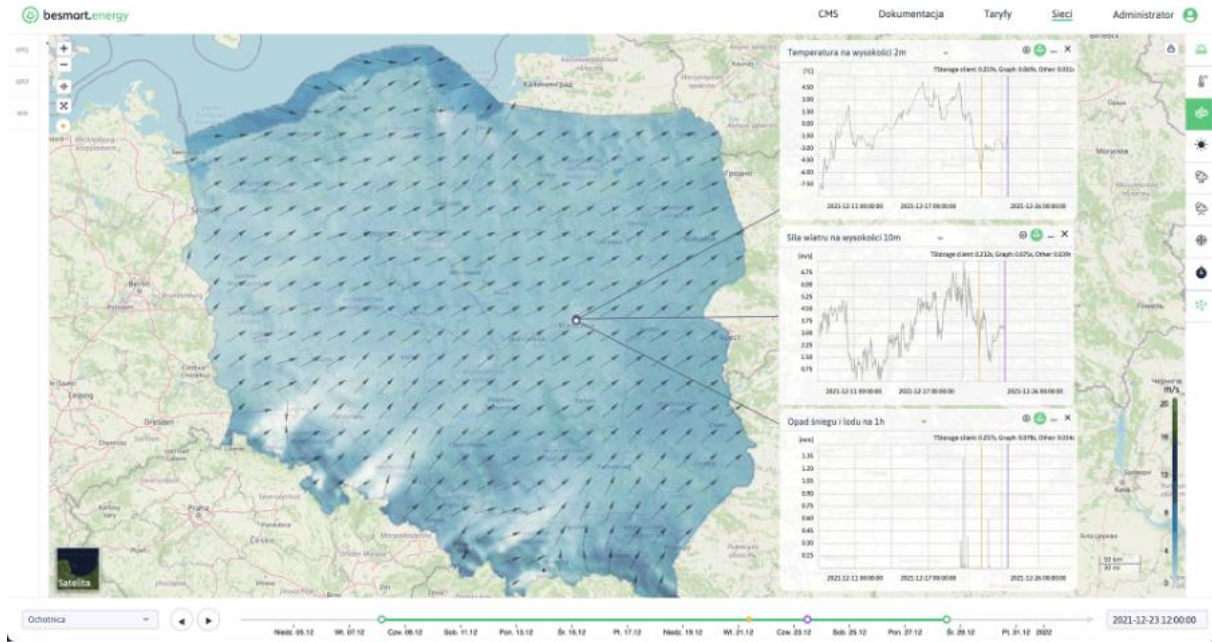
Numeryczny model pogodowy stanowi podstawę do szacowania danych dotyczących produkcji energii w instalacjach OZE. Na Rys. 10 zaprezentowano porównanie prognozy nasłonecznienia terenu wykonane przy pomocy besmart.energy oraz rzeczywistą produkcję energii zmierzoną na inwerterze.



Rys. 10 Przykładowe porównanie rzeczywistej produkcji energii zmierzonej na inwerterze z prognozą nasłonecznienia wykonaną przy pomocy besmart.energy.

Model uwzględnia również oś Z – umożliwia obliczenie parametrów pogodowych w określonym punkcie przestrzeni (np. wiatr na wysokości turbiny wiatraką). Przykładowy widok tych parametrów został przedstawiony na Rys. 11.

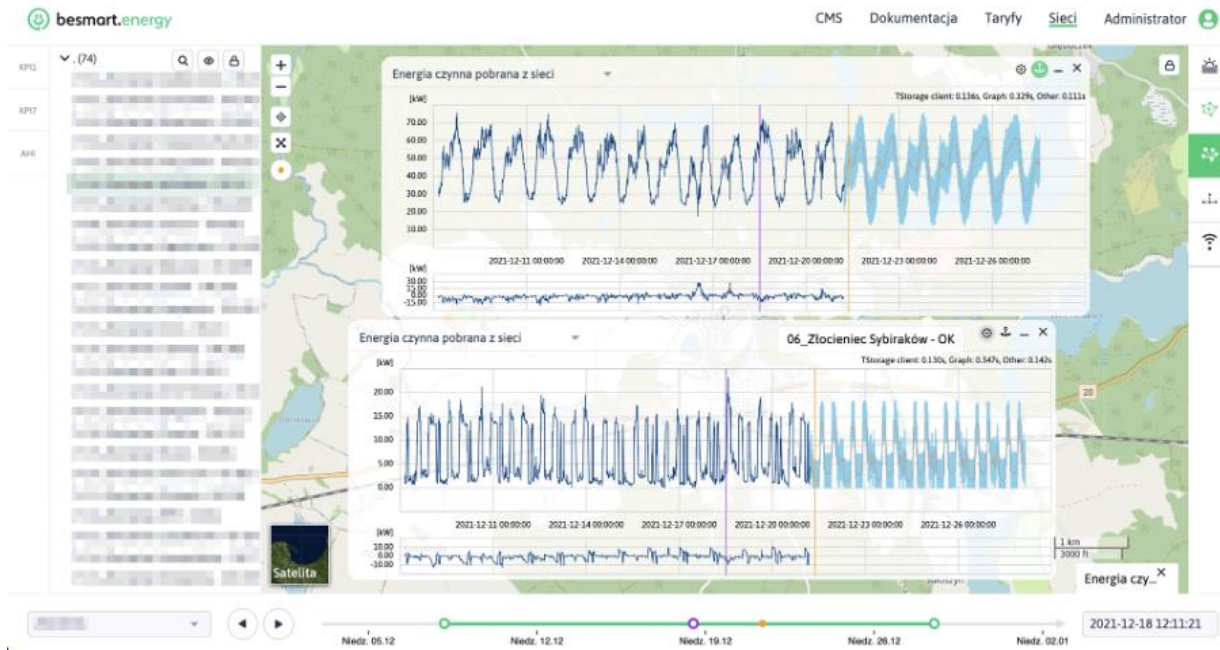




Rys. 11 Przykładowy widok parametrów pogodowych w określonym punkcie przestrzeni, który jest dostępny w systemie besmart.energy.

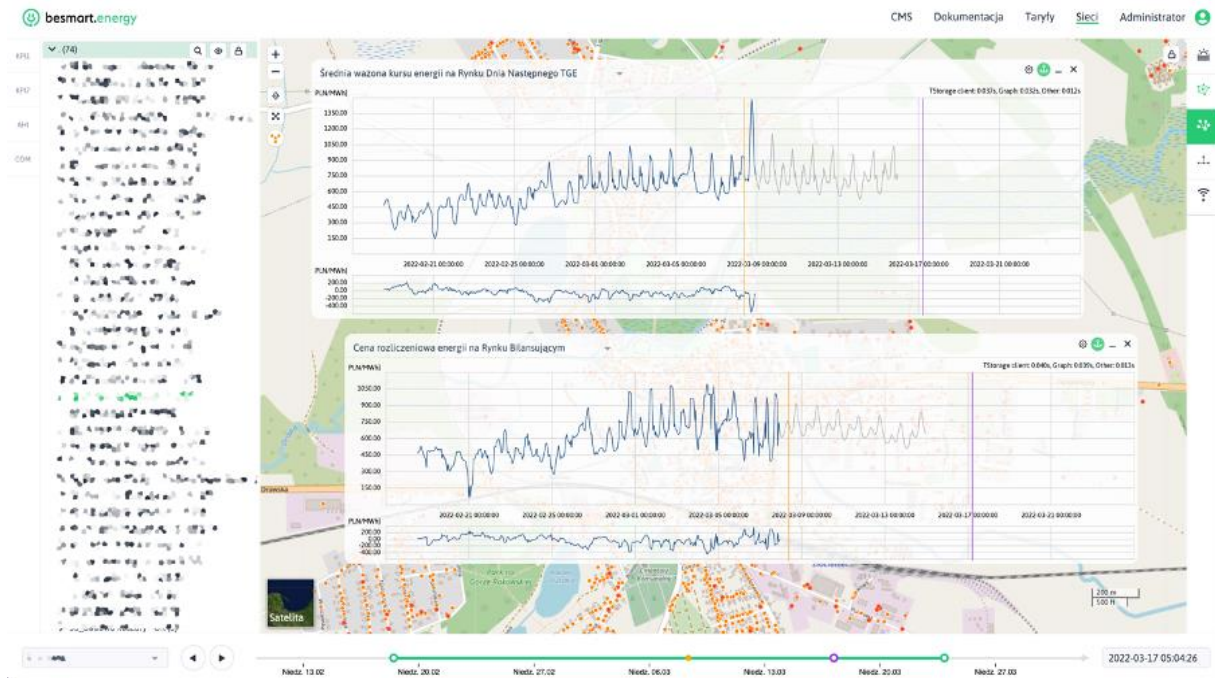
## PREDYKCJE ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZEZ ODBIORCÓW

Dzięki wydajnemu silnikowi bazy danych NoSQL możliwe staje się efektywne przetwarzanie dużych zbiorów danych przez skomplikowane algorytmy numeryczne. Jako przykład zastosowania w platformie besmart.energy opracowano mechanizm bazujący na algorytmach uczenia maszynowego, który indywidualnie dla każdego odbiorcy dokonuje kalkulacji predyktowanego zużycia energii w perspektywie kolejnych 7 dni. Przykładowy widok przedstawiono na Rys. 12.



Rys. 12 Widok indywidualnych dla każdego odbiorcy predykcji zużycia energii w perspektywie kolejnych 7 dni.

Analogenicznie istnieje możliwość predykcji cen energii na Towarowej Giełdzie Energii lub Rynku Bilansującym. Przykładowy wykres z taką predykcją zaprezentowano na Rys. 13.



Rys. 13 Widok ekranu z predykcją cen energii na Towarowej Giełdzie Energii lub Rynku Bilansującym.

## NOWE FUNKCJONALNOŚCI NA POTRZEBY STEROWANIA LOKALNYM SYSTEMEM ENERGETYCZNYM

### ✓ INTEGRACJA Z URZĄDZENIAMI SYSTEMU

W celu umożliwienia sterowania lokalnym systemem energetycznym konieczne będzie rozbudowanie podsystemu akwizycji z urządzeniami (sak) o możliwość komunikacji z urządzeniami systemu, bądź dedykowanymi sterownikami kontrolującymi te urządzenia. Zgodnie ze specyfikacją planowanego systemu będą to:

- panele fotowoltaiczne z inwerterami,
- kolektory słoneczne,
- kocioł elektrodowy,
- zbiornik wodoru,
- elektrolizer,
- magazyn ciepła typu PTES,
- pompa ciepła,
- kotły gazowe.

Z tego też tytułu konieczne będzie analiza i zaimplementowanie stosu protokołów komunikacyjnych stosowanych w komunikacji z urządzeniami / sterownikami działającymi w obszarze lokalnego systemu

energetycznego.

Podsystem sak będzie z zadanyam cyklem w sposób ciągły odczytywał dane monitorujące działanie poszczególnych urządzeń i poprzez interfejs udostępniony przez system besmart.energy wprowadzał dane do bazy TStorage z wykorzystaniem API REST.

Podsystem akwizycji sak będzie – oprócz odczytu danych – również implementować obsługę protokołów komunikacyjnych w zakresie umożliwiającym sterowanie urządzeniami / sterownikami, w celu zdalnej zmiany parametrów pracy czy zmiany stanu ich elementów wykonawczych. Z uwagi na krytyczne znaczenie możliwości zdalnego sterowania urządzeniami (w szczególności – ich automatyzacja i integracja z algorytmami decyzyjnymi besmart.energy) konieczne będzie szczególne potraktowanie zagadnień bezpieczeństwa.

Podsystem sak będzie pełnił kluczową rolę w aspekcie akwizycji danych umożliwiając algorytmom analitycznym bieżące obliczenia bilansu energetycznego oraz – poprzez sprzęg z danymi o stałych i zmiennych kosztach energii (w tym m.in. dane z Towarowej Giełdy Energii) – realizacji funkcji celu, którą jest minimalizacja kosztu energii elektrycznej oraz ciepła.

### ✓ NOWE WIDOKI I WIDŻETY

W celu wizualizacji dynamiki działania systemu będą konieczne do zaimplementowania kolejne widoki i widżety systemu, pozwalające na zobrazowanie stanu poszczególnych komponentów, a także systemu jako całości oraz połączeń między nimi.

Zostanie zatem opracowany zestaw dashboard'ów realizujących wirtualne panele sterujące, na których zostaną rozmieszczone widżety reprezentujące poszczególne urządzenia systemu oraz schemat ich wzajemnych powiązań. Te z kolei umożliwią zobrazowanie parametrów poszczególnych urządzeń (np. stan napełnienia magazynu, temperatura panująca w zbiorniku itp.), warunków ich pracy, kierunku przepływu i wartości energii (elektrycznej, cieplnej), z uwzględnieniem sprawności i strat w układzie.

System udostępni również mechanizmy wprowadzenia parametrów granicznych pracy urządzeń w systemie. Dzięki temu – oprócz monitorowania wybranych parametrów pracy urządzeń oraz generowanych przez nie zdarzeń – system będzie umożliwiał alarmowanie (wizualne w interfejsie graficznym użytkownika oraz poprzez notyfikacje wybranym mechanizmem komunikacyjnym) w sytuacji przekroczenia wartości progowych dla określonych parametrów, a także parametry te wyznaczą przedziały parametryzacji dla algorytmów sterujących.

Zostanie również udostępniona możliwość wykonania zmiany nastaw urządzeń na żądanie, które będą mogły być wprowadzane manualnie przez operatorów (w ramach szczegółowego systemu uprawnień użytkowników) lub automatycznie, w wyniku zadziałania algorytmów optymalizujących pracę systemu.

Wzbogacone zostaną również biblioteki elementów graficznych publikujących topologię elementów systemu na podkładzie mapowym – dzięki czemu możliwe będzie osadzenie informacji o infrastrukturze w kontekście

geograficznym. Istniejące mechanizmy wizualizacji topologii sieci energetycznej zostaną rozbudowane o sieć ciepłowniczą, tak by umożliwić obrazowanie przepływów obu typów energii egzystujących w lokalnym systemie energetycznym. Odwzorowanie na mapie urządzeń oraz ich fizycznych połączeń umożliwi precyzyjne uwzględnienie strat na przesyle energii i ciepła, a wizualizując stan urządzeń na warstwie mapy operatorzy uzyskają możliwość intuicyjnego oglądu stanu całości systemu.

W ten sposób system besmart.energy będzie realizował wybrane funkcjonalności systemów klasy SCADA. Należy przy tym oczywiście zadbać o bezpieczeństwo systemu, poczynając od mechanizmów autoryzacji dostępu do systemu, poprzez szczegółową kontrolę uprawnień, na szyfrowaniu komunikacji kończąc.

### ✓ AUTOMATYZACJA STEROWANIA LOKALNYM SYSTEMEM ENERGETYCZNYM

Dzięki gromadzeniu w platformie besmart.energy spodziewanego bardzo dużego strumienia danych z urządzeń powstanie obszerny zbiór danych wejściowych do dalszego przetworzenia. Dla efektywnego procesowania tej informacji konieczne jest opracowanie algorytmów analizy bardzo dużych zbiorów danych (Big Data) z wykorzystaniem metod uczenia maszynowego lub metod deterministycznych.

Zaimplementowane zostanie oprogramowanie bazujące na metodach sztucznej inteligencji, które pozwoli na automatyzację monitorowania i sterowania, a także zapewni optymalizację pracy systemu. Zostaną zatem opracowane następujące algorytmy:

- predykcja produkcji energii - dzięki zastosowaniu własnego komponentu do prognozowania pogody oraz autorskich modeli numerycznych wykorzystujących dane dotyczące parametrów paneli fotowoltaicznych,
- predykcja zużycia energii dzięki wykorzystaniu własnych algorytmów uczenia maszynowego,
- predykcja cen na Towarowej Giełdzie Energii, w szczególności rynkach spot (Dnia Bieżącego i Dnia Następnego),
- agregacja zużycia i produkcji energii dla elementów systemu.

Dane wyjściowe z tych algorytmów z kolei będą podstawą do kolejnego stopnia przetwarzania, w tym między innymi:

- bilansowanie energii w ramach lokalnego systemu energetycznego (na podstawie predykcji zużycia i produkcji przez poszczególne elementy systemu):
  - monitorowanie przepływu energii w podziale na ciepło i energię elektryczną,
  - monitorowanie poziomów zbilansowania energii elektrycznej i energii cieplnej na podstawie sumy generacji i odbiorów w opomiarowanych węzłach (wykorzystanie obecnej funkcjonalności mapy i infrastruktury na niskim napięciu rozbudowanej o ciepło),
- sterowanie źródłami na podstawie wyników bilansu energetycznego systemu.

Przy obliczeniach związanych z optymalizacją pracy systemu będą brane pod uwagę parametry brzegowe pracy urządzeń (np. maksymalne dopuszczalne moce, priorytety ich uruchamiania itp.), bilans energii

wytwarzanej/konsumowanej, sprawności urządzeń przy przekształcaniu energii oraz straty w trakcie jej przesyłania lub magazynowania.

Algorytmy sterujące systemem z jednej strony będą dążyć do zapewnienia bilansowania się układu, tj. niedopuszczenie do sytuacji, w której urządzenia pobierają więcej mocy niż zostało im dostarczone lub niewykorzystanie dostępnej nadwyżki mocy. Z drugiej strony algorytmy powinny realizować założoną strategię zarządzania ewentualną nadwyżką energii elektrycznej z uwzględnieniem ceny energii. Należy przy tym zauważyć, że sposób zagospodarowania nadwyżki produkowanej energii zależy od wielu czynników – nie tylko technicznych (np. zakresy mocy pracy urządzeń), ale również biznesowych (czyli zaistnienie warunków, gdy wymiana energii z systemem zewnętrznym prowadzi do oszczędności ekonomicznych).

Kolejnym zatem etapem przetwarzania jest uwzględnienie zagadnień kosztowych. Dzięki możliwości predykcji cen na Towarowej Giełdzie Energii a także przewidywanej integracji z systemami trade'ingowymi zaimplementowany zostanie mechanizm, polegający na możliwości dokonania zakupu energii na rynku dnia bieżącego lub dnia następnego w momencie, kiedy cena będzie odpowiednio niska (przez co zakup będzie bardziej opłacalny niż produkcja) lub w przyszłości ujemna (np. w nocy, gdy popyt na energię jest najniższy, lub też w momencie wystąpienia dużej krajowej nadprodukcji z OZE).

Poprzez optymalizację kosztową realizowaną przez algorytmy numeryczne może np. zostać podjęta decyzja, że tania energia wykorzystana zostanie do podgrzania wody w magazynach ciepła lub do wytworzenia i zmagazynowania wodoru. Analogicznie – w momentach wysokiej wyceny – zmagazynowana energia może zostać uwolniona w celu pokrywania potrzeb zasobami własnymi. W sytuacji wysokiej wyceny rynkowej, przy wystarczającym poziomie napełnienia magazynów (i przewidywanego zapotrzebowania na energię w przyszłości, które byłoby zaspokojone środkami własnymi – zgodnie z algorytmami predykcijnymi), możliwa będzie również sprzedaż energii do Krajowego Systemu Energetycznego.

Dodatkowym elementem koniecznym do wzięcia pod uwagę są również czynniki pogodowe – które z jednej strony warunkują możliwość generacji w źródłach OZE, jak również wpływają na poziom konsumpcji oraz poziom strat podczas transferu energii. Z uwagi na zaimplementowany w platformie besmart.energy moduł wysokorozdzielczej prognozy pogody możliwe jest wykorzystanie parametrów pogodowych w budowanej algorytmice decyzyjnej.

Podsumowując – zestaw algorytmów wypracowanych w ramach rozwoju platformy besmart.energy ma na celu takie wysterowanie urządzeniami lokalnego systemu energetycznego, by ich praca była optymalna pod względem bilansu energetycznego i kosztowego. Zakłada się zatem możliwość wykorzystania taryfy dynamicznej za energię elektryczną, dzięki czemu opłacalne może okazać się np. produkowanie wodoru lub podgrzewanie czynnika w magazynie sezonowym ze źródeł odnawialnych, a zasilanie odbiorców z krajowego systemu energetycznego. Zadaniem systemu informatycznego będzie rozwiązanie problemu optymalizacyjnego i dokonanie właściwej decyzji.

## 9. OBLICZENIA

### OBLICZENIA LCOH I EFEKTYWNOŚĆ W PIERWSZYCH 3 LATACH EKSPLOATACJI

- Wartość wskaźnika LCOH obliczonego wg załączonego modelu i zastosowanych domyślnych założeń makroekonomicznych wynosi **64.58 PLN/GJ**.
- Wynik finansowy z 3 pierwszych lat eksploatacji pomniejszony o proporcjonalny udział początkowych wydatków inwestycyjnych osiąga poziom „minus” 1 942.32.

### OBLICZENIA UDZIAŁU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII (OZE) W DEMONSTRATORZE TECHNOLOGII

Obliczenia udziału OZE zostały przeprowadzone zgodnie ze wzorem:

$$\%OZE = \frac{OZE + ZMAGAZYNU}{OZE + ZMAGAZYNU + CZARNA}$$

gdzie:

*OZE* – suma wszystkich energii OZE wprowadzonych do Demonstratora Technologii, z wyłączeniem energii wprowadzonej do magazynu sezonowego ciepła (obejmuje energię elektryczną wyprodukowaną przez panele fotowoltaiczne, ciepło wygenerowane przez kolektory słoneczne oraz energię elektryczną zakupioną ze źródeł OZE),

*ZMAGAZYNU* – energia OZE pobrana z sezonowego magazynu ciepła,

*CZARNA* – każda wprowadzona do Demonstratora Technologii energia niebędąca energią OZE.

Dane liczbowe potrzebne do obliczenia udziału OZE zostały przedstawione w Tabeli 6.

Tabela 6 Dane liczbowe do obliczenia udziału OZE w Demonstratorze Technologii

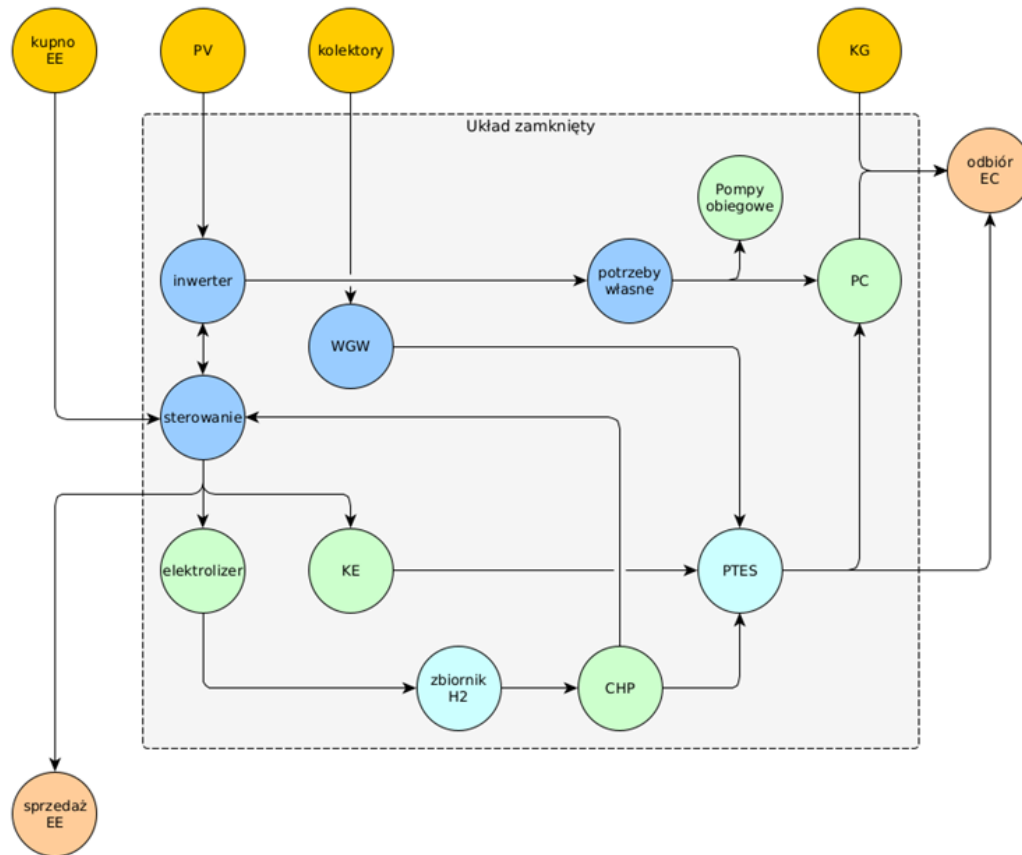
<i>OZE</i>	3888,90 MWh
<i>ZMAGAZYNU</i>	2415,74 MWh
<i>CZARNA</i>	528,97 MWh

Po podstawieniu tych wartości do równania otrzymujemy:

$$\%OZE = 92,26 \%$$

### OBLICZENIA BILANSU CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ DEMONSTRATORA TECHNOLOGII W UJĘCIU ROCZNYM DLA OKRESY OD 1 KWIETNIA 2024 DO 31 MARCA 2025 ROKU

Na Rys. 14 znajduje się schemat Demonstratora Technologii. Poza układem zamkniętym, który oznaczony został kolorem szarym, przedstawiono źródła energii, czyli kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne, kotły gazowe oraz sieć elektroenergetyczną oraz wyjścia instalacji, czyli ciepło dostarczone do odbiorców oraz energię elektryczną sprzedaną do KSE.



Rys. 14 Schemat Demonstratora Technologii z zaznaczonymi źródłami i odbiorcami energii.

Bilans energii elektrycznej i ciepła w układzie Demonstratora można zapisać jako:

$$E_{KS} + E_{gaz\_ziemny} + E_{PV} + E_{zakup} = E_{odbiorcy} + E_{sprzedaż} + E_{straty}$$

gdzie:

$E_{KS}$  – energia termiczna wygenerowana przez kolektory słoneczne,

$E_{gaz\_ziemny}$  – energia chemiczna gazu ziemnego,

$E_{PV}$  – energia elektryczna wygenerowana przez panele fotowoltaiczne,

$E_{zakup}$  – energia elektryczna zakupiona z KSE,

$E_{sprzedaż}$  – sprzedana energia elektryczna,

$E_{odbiorcy}$  – ciepło dostarczone do odbiorców,

$E_{straty}$  – straty energii w układzie.

Dane liczbowe potrzebne do bilansu ciepła i energii elektrycznej zostały zestawione w Tabeli 7.

Tabela 7 Dane liczbowe do bilansu ciepła i energii elektrycznej Demonstratora Technologii

$E_{KS}$	1736,3 MWh
$E_{gaz\_ziemny}$	529,0 MWh
$E_{PV}$	4947,4 MWh
$E_{zakup}$	501,4 MWh
$E_{odbiorcy}$	3235,5 MWh
$E_{sprzedaż}$	2688,3 MWh
$E_{straty}$	1790,27 MWh

## NAJISTOTNIEJSZE WYNIKI MODELOWANIA NUMERYCZNEGO PRZEPROWADZONEGO W OPROGRAMOWANIU TRNSYS

- średnioroczna sprawność układu: 77%,
- średnioroczna energia cieplna wyprodukowana z OZE na potrzeby systemu ciepłowniczego: 3239,57 MWh,
- średnioroczna energia elektryczna wyprodukowana z OZE: 4950,8 MWh, w tym:
  - energia elektryczna na potrzeby własne: 519,2 MWh
  - energia elektryczna sprzedana do KSE: 2696,45 MWh
- redukcja emisji CO<sub>2</sub> ze spalania gazu ziemnego: 86,58%
- średnioroczna redukcja zużycia gazu ziemnego: 298184,2 m<sup>3</sup>

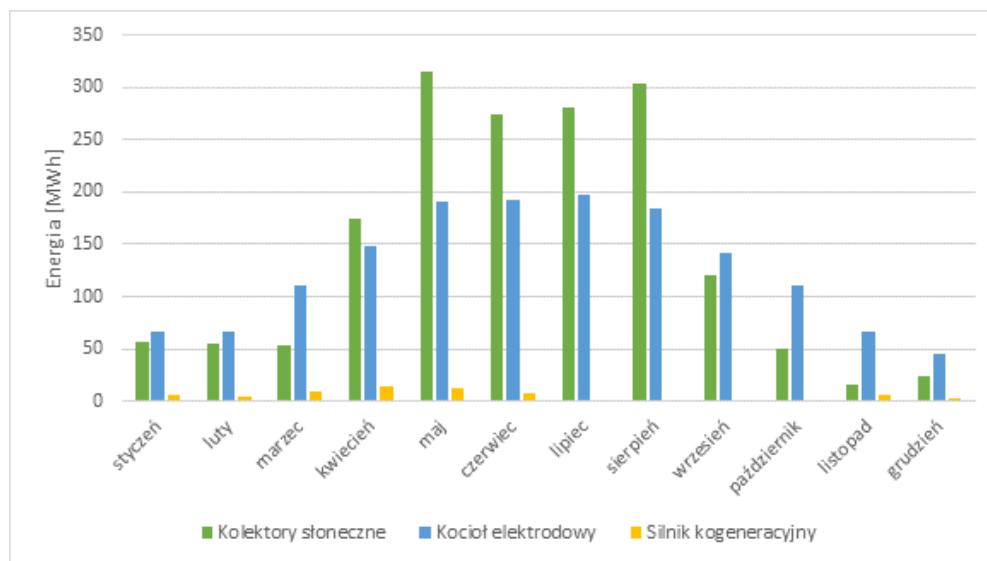
Na Rys. 15 przedstawiono udział poszczególnych źródeł w dostarczonej do magazynu PTES ciepła z podziałem na poszczególne miesiące w roku. W miesiącach letnich (od kwietnia do sierpnia) najwięcej energii dostarczanej jest przez kolektory słoneczne ze względu na sprzyjające warunki atmosferyczne, które cechuje odpowiednio wysokie nasłonecznienie, ale również wysoka temperatura otoczenia. W pozostałej części roku, pomimo umiarkowanie dobrego nasłonecznienia temperatura powietrza jest za niska i większość energii cieplnej tracone jest przez kolektory do otoczenia, przez co medium obiegowe farmy (mieszanka woda-glikol) nie jest w stanie osiągnąć temperatury umożliwiającej podgrzanie wody z magazynu PTES. Najwięcej energii uzyskiwane jest z farmy kolektorów słonecznych w maju (ok. 316 MWh), a najmniej w listopadzie (ok. 16 MWh).

Kolejnym źródłem ciepła jest kocioł elektrodowy, który zasilany jest przez energię elektryczną wygenerowaną przez panele fotowoltaiczne. W związku z tym jego działanie jest również silnie uzależnione od warunków pogodowych. W miesiącach letnich (maj – sierpień) urządzenie generuje ciepło na poziomie 180 – 190 MWh. W miesiącach zimowych produkcja energii znacznie spada (do ok. 60 MWh), ale kocioł wytwarza w tym okresie



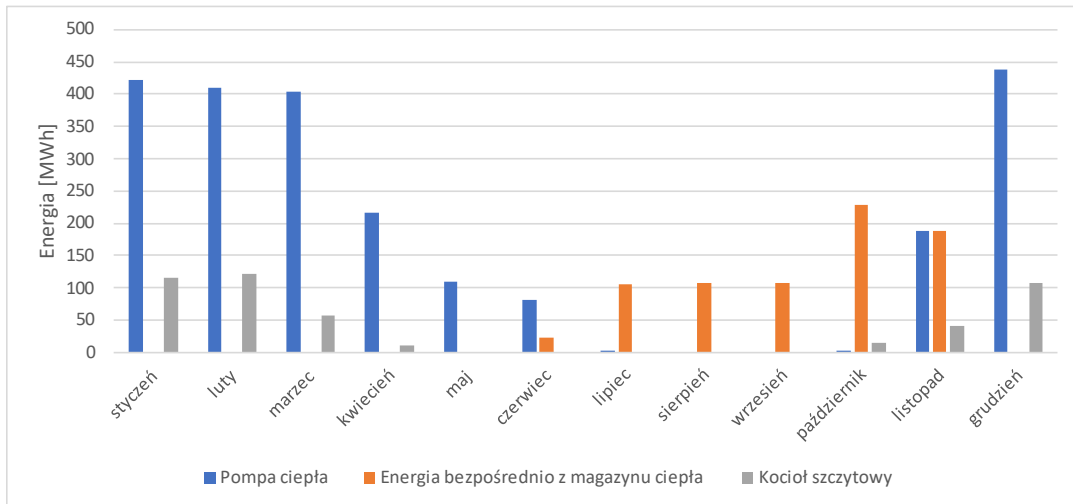
więcej ciepła niż farma kolektorów słonecznych, ponieważ generacja energii elektrycznej przez farmę PV nie jest tak wrażliwa na temperatury otoczenia jak kolektory słoneczne.

Trzecie źródło ciepła dla magazynu PTES, czyli jednostka kogeneracyjna (CHP), uruchamiana jest tylko wtedy, gdy w magazynie wodoru zgromadzona została dostatecznie duża ilość paliwa do zasilenia silnika oraz gdy potrzeby własne Demonstratora Technologii są wyższe niż ilość energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmę fotowoltaiczną i jednocześnie na tyle wysokie, że przewyższają minimum pracy CHP. Konieczność spełnienia tych wszystkich warunków powoduje, że udział energii generowanej przez CHP jest znikomy w całkowitej produkcji ciepła w instalacji.



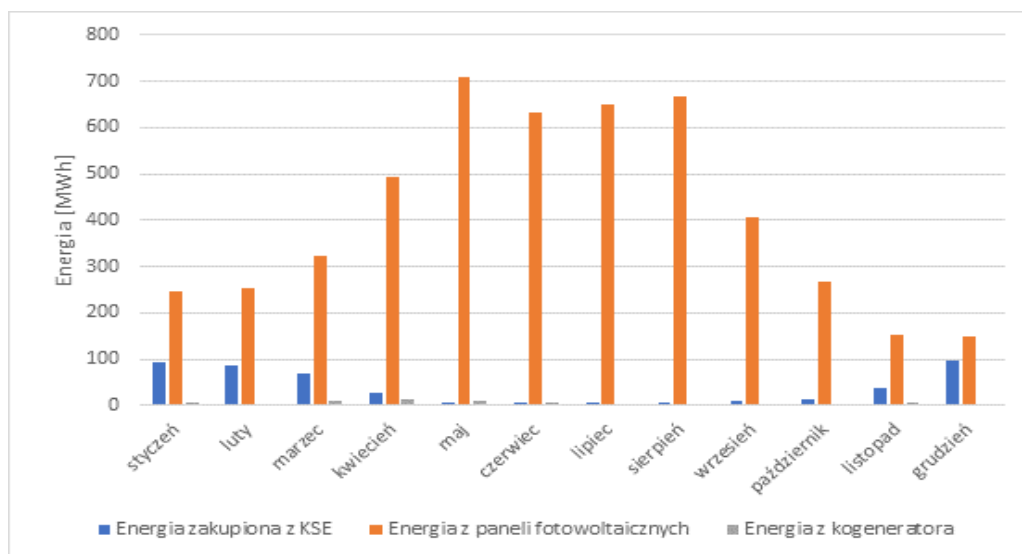
Rys. 15 Udział poszczególnych źródeł w dostarczonej do magazynu PTES energii cieplnej z podziałem na poszczególne miesiące w roku (dane średnioroczne).

Ciepło dostarczane jest do odbiorców bezpośrednio z magazynu ciepła, w razie potrzeby z udziałem pompy ciepła, oraz dodatkowo szczytowych kotłów gazowych, co zostało pokazane na Rys. 16. W miesiącach od lipca do połowy listopada ciepło dostarczane jest do odbiorców bezpośrednio za pomocą wymiennika ciepła, na co pozwala stan naładowania zbiornika PTES. Przez pozostałą część roku potrzeby odbiorców zaspokajane są zasadniczo z udziałem pompy ciepła. Generowana przez nią energia utrzymuje się na zbliżonym poziomie (ok. 400 – 430 MWh) w miesiącach grudzień – marzec. Następnie w okresie kwiecień – czerwiec produkcja energii przez pompę ciepła znacznie spada od ok. 216 MWh w kwietniu do ok. 80-110 MWh w maju i czerwcu. Konieczność eksploatacji pompy ciepła w tym okresie, czyli poza sezonem grzewczym, wynika z potrzeby utrzymania relatywnie wysokiej temperatury wody na potrzeby CWU i jednocześnie zbyt niskiej temperatury w magazynie ciepła.



Rys. 16 Energia ciepła dostarczana do odbiorców z podziałem na poszczególne miesiące w roku (dane średnioroczne).

Udział poszczególnych źródeł w produkcji energii elektrycznej w Demonstratorze Technologii przedstawiono na Rys. 17. Głównym źródłem jest farma paneli fotowoltaicznych. Wygenerowana energia przeznaczona jest na pokrycie potrzeb własnych instalacji (głównie pompy ciepła) oraz zasilenie kotła elektrodowego i elektrolizera, a nadwyżki są sprzedawane do sieci elektroenergetycznych. W miesiącach letnich do KSE sprzedawane jest od 60-65% energii z paneli fotowoltaicznych. W przypadku pojawienia się braków energii elektrycznej w układzie na pokrycie potrzeb własnych może być ona wyprodukowana przez jednostkę kogeneracyjną lub zakupiona z KSE. Najwięcej energii zakupione zostaje z sieci w miesiącach zimowych, tj. styczeń, luty, marzec, grudzień co związane jest z intensywną pracą pompy ciepła w tym okresie. Z powodu konieczności spełnienia określonych warunków do pracy CHP (omówionych wyżej) jego udział w całkowitej produkcji energii elektrycznej w Demonstratorze Technologii jest niewielki.



Rys. 17 Udział poszczególnych źródeł w dostarczonej do Demonstratora energii elektrycznej z podziałem na poszczególne miesiące w roku (dane średnioroczne).

## 10. MODEL ALTERNATYWNY ELEKTROCIĘPŁOWNI

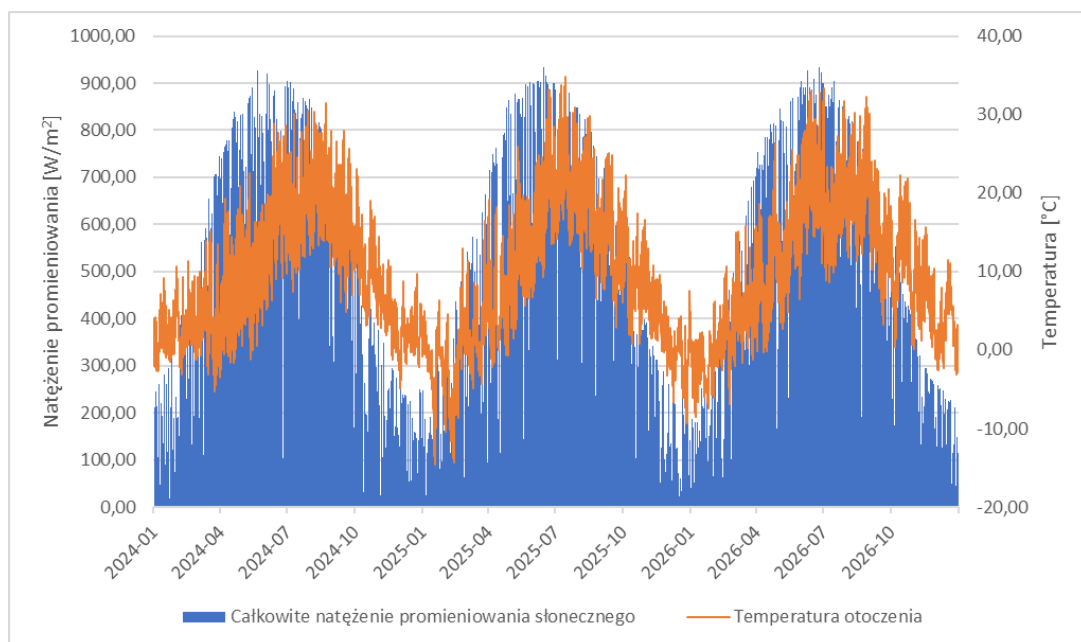
W związku z dynamiczną zmianą sytuacji rynkowej, na wniosek NCBiR w Raporcie uwzględniono dodatkowo analizę alternatywnego modelu Demonstratora technologii, w ramach którego przyjęto zweryfikowane dane pogodowe dla miejscowości Końskie, zaktualizowane ceny komponentów, mediów i paliw, oraz zredukowano udział silników kogeneracyjnych oraz skorygowano układ technologiczny Demonstratora.

Dodatkowo dostosowano metodykę analizy ekonomicznej i kalkulacji kosztów ciepła do przyjętych ogólnie standardów.

### 10.1. OPIS ZMIAN W ALTERNATYWNYM MODELU DEMONSTRATORA TECHNOLOGII

- ✓ Podczas symulacji alternatywnego modelu Demonstratora wykorzystano nowe dane pogodowe. Prognoza została przygotowana w oparciu o dane pobrane z systemu besmart.energy. System ten generuje prognozę pogody na podstawie modelu numerycznego WRF dla bardzo gęstej siatki geograficznej (3 km). W tym przypadku prognoza została przygotowana dla miejscowości Końskie, w taki sposób aby uwzględnić występowanie roku przystępnego w docelowym okresie symulacji.

Nowa prognoza pogody zakłada wzrost natężenia promieniowania słonecznego o około 25% w okresie 3 lat w stosunku do prognozy zaproponowanej przez NCBiR i wykorzystanej w Podstawowym Modelu Demonstratora. Na Rys. 18 przedstawiono rozkład całkowitego natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury otoczenia według prognozy pogody dla Końskie.



Rys. 18 Całkowite natężenie promieniowania słonecznego oraz temperatura otoczenia z prognozy pogody dla miasta Końskie

- ✓ Zmiana danych pogodowych oraz prognozowane większe natężenie promieniowania słonecznego pozwoliło na ograniczenie ilości kolektorów słonecznych (zestawienie zmian w Tabeli 8).

Tabela 8 Zestawienie zmian farmy słonecznej w Alternatywnym Modelu Demonstratora.

	Podstawowy Model	Alternatywny Model
Ilość kolektorów	384	300
łącna moc zainstalowana	4 608 kW	3 600 kW

- ✓ Zgodnie z wymaganiami konkursowymi w Podstawowym Modelu użyto dwóch silników kogeneracyjnych o mocy 240 kW każdy. Koncepcja projektowa zakładała wykorzystania CHP jedynie w przypadku niedoboru energii elektrycznej do zaspokojenia potrzeb własnych elektrociepłowni. Do tego celu wystarczająca jest jedna jednostka o mocy 240 kW. W Modelu Alternatywnym zrezygnowano więc z jednego silnika kogeneracyjnego.
- ✓ W Alternatywnym Modelu Demonstratora Technologii zaproponowano układ trzech pomp ciepła o mocy 242,3 kW każda zamiast jednej o mocy 627,4 kW. Zmieniono również mapę sprawności pompy dopasowując ją do danych z karty katalogowej urządzenia. Takie rozwiązanie umożliwiło zmniejszenie energii elektrycznej pobieranej przez urządzenie, ograniczając potrzeby własne elektrociepłowni.

## 10.2. UDZIAŁ OZE W ALTERNATYWNYM MODELU DEMONSTRATORA TECHNOLOGII

Obliczenia udziału OZE zostały przeprowadzone zgodnie ze wzorem:

$$\%OZE = \frac{OZE + ZMAGAZYNU}{OZE + ZMAGAZYNU + CZARNA}$$

gdzie:

*OZE* – suma wszystkich energii OZE wprowadzonych do Demonstratora Technologii, z wyłączeniem energii wprowadzonej do magazynu sezonowego ciepła (obejmuje energię elektryczną wyprodukowaną przez panele fotowoltaiczne, ciepło wygenerowane przez kolektory słoneczne oraz energię elektryczną zakupioną ze źródeł OZE),

*ZMAGAZYNU* – energia OZE pobrana z sezonowego magazynu ciepła,

*CZARNA* – każda wprowadzona do Demonstratora Technologii energia niebędąca energią OZE.

Dane liczbowe potrzebne do obliczenia udziału OZE zostały przedstawione w Tabeli 9.

Tabela 9 Dane liczbowe do obliczenia udziału OZE w Demonstratorze Technologii

<i>OZE</i>	4792,29 MWh
<i>ZMAGAZYNU</i>	2450,08 MWh
<i>CZARNA</i>	526,97 MWh

Po podstawieniu tych wartości do równania otrzymujemy:

$$\%OZE = 93,22 \%$$

W alternatywnym modelu Demonstratora Technologii osiągnięto więc wyższy udział Odnawialnych Źródeł Energii w całkowitym bilansie, co spowodowane jest głównie zwiększeniem całkowitego natężenia promieniowania słonecznego oraz zmniejszeniem energii elektrycznej zużywanej przez pompy ciepła.

## 10.3. ANALIZA KOSZTÓW CIEPŁA

Celem analizy jest wyliczenie jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła – zł/GJ przy zastosowaniu dyskontowego uśrednionego kosztu (ang. Levelised Cost of Heat, LCOH) – wskaźnik ten jest kalkulowany analogicznie jak używany dość często w benchmarkach przy porównaniu kosztów produkcji energii elektrycznej, wskaźnik LCOE.

Wskaźnik LCOH rozumiany jest jako potencjalnie możliwa dla nabywcy cena ciepła równoważąca koszty jego wytworzenia z uwzględnieniem wymaganej stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału (inaczej wartość bieżąca netto kosztu wytworzenia 1 GJ ciepła w perspektywie całego okresu obliczeniowego). LCOH obliczany jest przy zastosowaniu poniższej formuły:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + O_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n C_t}$$

gdzie:

$I_t$  – nakłady inwestycyjne poniesione na uruchomienie oraz niezbędne wydatki odtworzeniowe w trakcie okresu obliczeniowego

$O_t$  – wydatki związane z kosztami eksploatacji i utrzymania w latach (kluczowe pozycje obejmują: koszty energii, paliwa, remontów i konserwacji itp.)

$C_t$  – wolumen produkcji ciepła dostarczonego do odbiorcy w okresie eksploatacji

$r$  – realna stopa dyskontowa

### Uwagi:

1. zdecydowana większość publikacji dotycząca wyliczania tzw. jednostkowego zdyskontowanego kosztu wytwarzania energii (elektrycznej LCOE jak i ciepła LCOH) zakłada, że wskaźnik ten po podstawieniu do przychodu jako potencjalna cena i wyliczeniu wartości zaktualizowanej netto NPV da wartość „0”. W związku z tym aby uzyskać taką wartość, należy zdyskontować nie tylko elementy typu Opex i Capex ale również efekt czyli mianownik przytoczonego wzoru a zatem powinien on wyglądać następująco:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + O_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

Przyjęcie formuły nieprzewidującej dyskontowania efektu prowadzi do zaniżenia wskaźnika LCOH, a efekt ten jest potęgowany dodatkowo wraz ze wzrostem stopy dyskonta.

2. W kalkulacji stopa dyskonta została określona na 3% dla poziomu cen realnych (bez inflacji). Wg naszej opinii nawet w momencie sporządzania analizy, jest ona zdecydowanie za niska – na początku roku 2022 stopy referencyjne NBP wahały się w okolicach 3% a jeżeli dodamy do tego element ryzyka,

wartość ta powinna wynosić co najmniej 5%.

3. W modelu skorygowano również założenia makroekonomiczne – ścieżki cen energii, gazu oraz CO<sub>2</sub>, a więc kluczowych elementów decydujących o poziomie kosztu wytwarzania w obiektach energetycznych. Przyjęte wartości wynikają z wiedzy i doświadczenia EPK co do aktualnego poziomu i trendów w przyszłości i nie stanowią rekomendacji dla posługiwania się nimi w innych celach i opracowaniach.

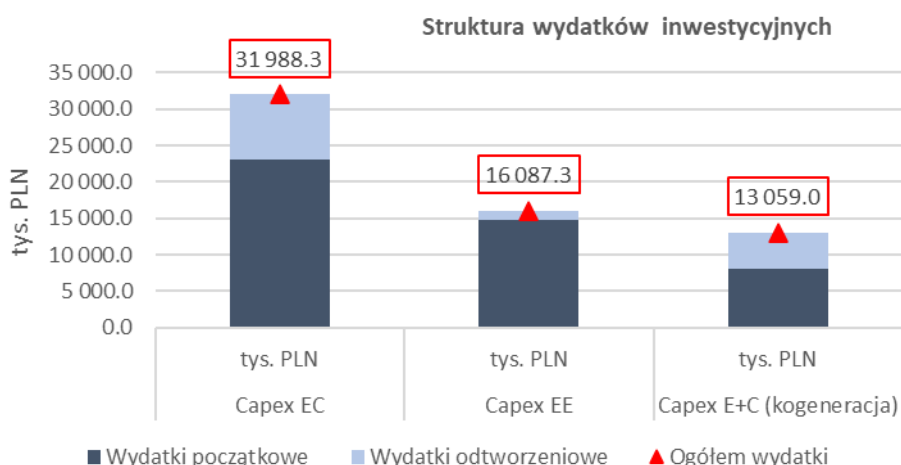
Podstawowe założenia do kalkulacji:

- Wskaźnik LCOH został wyliczony w oparciu o arkusz kalkulacyjny dołączony do materiałów konkursowych (załącznik nr 3.2 do Regulaminu konkursu - Arkusz kalkulacyjny LCOH i efektywności ekonomicznej zmiana 4 7.07.2021) bez ingerencji w formuły oraz dane makroekonomiczne w pierwszej iteracji.
- Dodatkowo wyliczono wartości wskaźnika LCOH dla dwóch poziomów stóp dyskonta – bazowego 3% oraz podniesionego do 5% oraz dla wspomnianego wcześniej wzoru, w którym ujęto dyskontowanie efektu – ilości ciepła.
- Wydatki inwestycyjne obejmują początkowe nakłady inwestycyjne na wybudowanie instalacji, oraz wydatki odtworzeniowe w założonym horyzoncie czasowym, niezbędne do poprawnego działania, przyjęte w odniesieniu do poziomu cen obowiązujących w lipcu 2021 r.

Wysokość ponoszonych wydatków została przedstawiona w Tabeli 10, a ich struktura na Rys. 19.

Tabela 10 Zestawienie propozycji działań mających na celu zminimalizowanie zdarzeń niepożądanych

		Wydatki początkowe	Wydatki odtworzeniowe	Ogółem wydatki
Capex EC	tys. PLN	23 041.3	8 947.0	31 988.3
Capex EE	tys. PLN	14 750.0	1 337.3	16 087.3
Capex E+C (kogeneracja)	tys. PLN	8 115.0	4 944.0	13 059.0



Rys. 19 Struktura wydatków inwestycyjnych planowanych w ramach Demonstratora Technologii.

- Koszty eksploatacyjne obejmują:
  - Koszt paliwa (gaz)
  - Koszt zużycia energii
  - Koszty stałe wyliczone wg przyjętych w modelu wskaźników odniesionych do początkowych wydatków inwestycyjnych, są to głównie koszty utrzymania ruchu i niezbędnych konserwacji instalacji
  
- Pozostałe założenia (domyślnie zamieszczone w modelu):
  - Realna stopa dyskonta – 3% bazowa, 5% skorygowana
  - Okres obliczeniowy demonstratora – 25 lat
  - Wydatki początkowe ponoszone są w roku „zerowym”
  - Rachunek w ujęciu realnym (bez inflacji)



## WYNIKI OBLICZEŃ LCOH:

- Jednostkowy koszt ciepła wg przyjętych założeń podstawowych (3% stopa dyskonta i efekt czyli ilość ciepła niedyskontowana), wynosi 260,89 PLN/MWh, co po przeliczeniu na GJ daje 72,47 PLN/GJ.
- Dla stopy dyskonta w wysokości 5% wyniki są następujące: 235,81 PLN/MWh czyli 65,50 PLN/GJ

Po korekcie wzoru i uwzględnieniu dyskontowania składnika ilości ciepła, wyniki przedstawiają się jak poniżej:

- Stopa dyskonta  $r=3\%$  LCOH=104,04 PLN/GJ (więcej o około 30 PLN/GJ)
- Stopa dyskonta  $r=5\%$  LCOH=116,19 PLN/GJ (więcej o 50 PLN/GJ)

Należy zaznaczyć, że znaczny wpływ na wyniki ma wspomniana już korekta założeń makroekonomicznych oraz wysokość początkowych wydatków inwestycyjnych. Obniżenie Capex o 10% skutkuje LCOH niższym o około 7% w stosunku do wskaźnika bazowego.

Dla porównania wg URE średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji w 2020 roku wynosiły (w zależności od technologii wytwarzania):

- Opalane paliwami węglowymi – 50.38 PLN/GJ
- Opalane paliwami gazowymi – 72.43 PLN/GJ
- Opalane olejem opałowym – 113.3 PLN/GJ
- Stanowiące odnawialne źródła energii – 46.46 PLN/GJ

Czynniki mające zasadniczy wpływ na wynik (koszt LCOH), to koszty będące pochodną przyjętych cen mediów (założenia makroekonomiczne na czas analizy) oraz wskaźników kosztów stałych, a także wydatki inwestycyjne, które w roku „0” indeksowane są najwyższym wskaźnikiem dyskonta, a więc mają istotny wpływ na ostateczny wynik kalkulacji.

Analiza wykazała, iż:

- Wśród kosztów operacyjnych największy wpływ na wyniki mają:
  - Koszty wytwarzania EC - 68% sumy kosztów operacyjnych wśród których koszt energii i gazu stanowi 46% a pozostałą część stanowią koszty stałe (naprawy i konserwacje),
  - Koszty wytwarzania E+C skojarzenie – 20%, tutaj całość kosztów stanowią remonty i konserwacje,
  - Koszty wytwarzania energii (panele PV) – 12% sumy kosztów operacyjnych, główne koszty to koszty stałe utrzymania.

## 10.4. ANALIZA EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ ALTERNATYWNEGO DEMONSTRATORA TECHNOLOGII

Wyniki obliczeń efektywności dla trzech początkowych lat prezentuje Tabela 11 wykonana wg metodologii obowiązującej w modelu (załącznik nr 3.2 do Regulaminu konkursu - Arkusz kalkulacyjny LCOH i efektywności ekonomicznej z dnia 4.07.2021), gdzie od uzyskanej sumy wyniku operacyjnego (EBIT) odejmuje się 3/25 poniesionych początkowych nakładów inwestycyjnych.

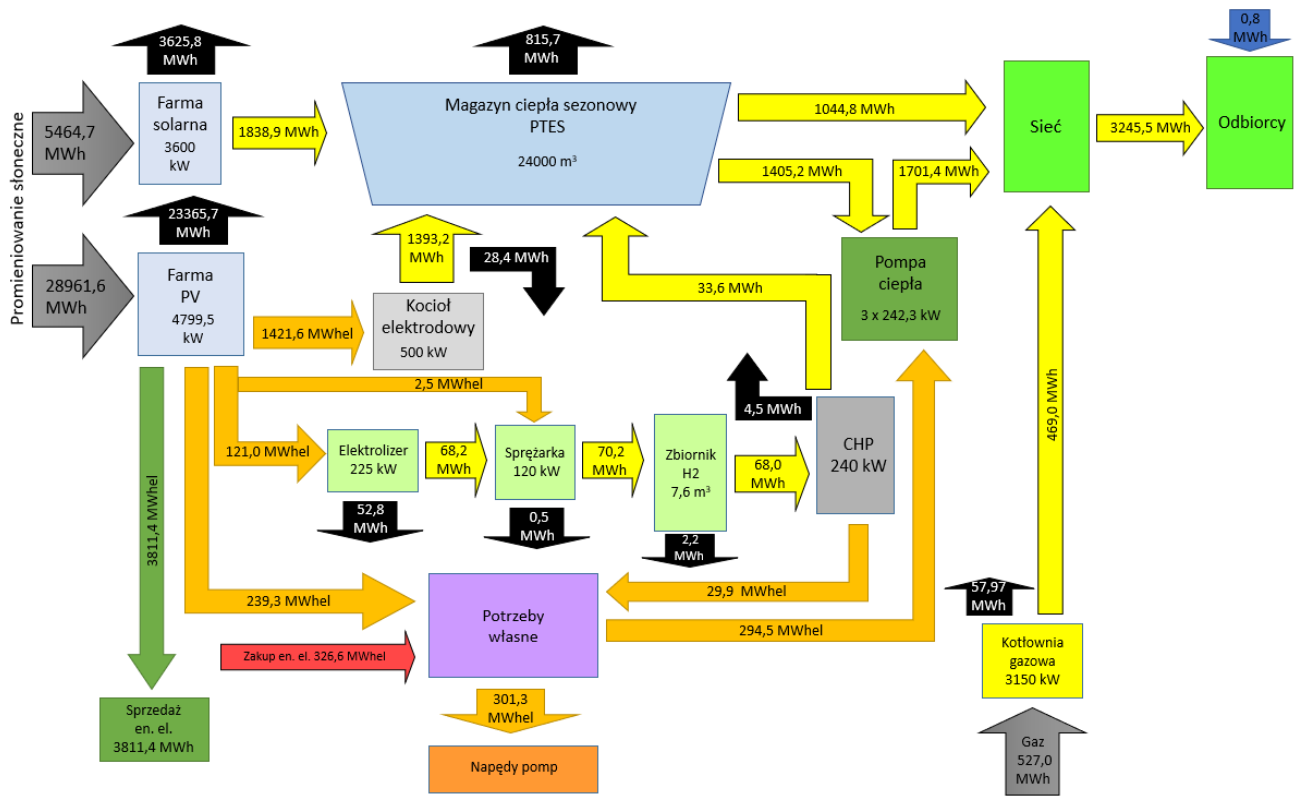
Tabela 11 Zestawienie wyników obliczeń efektywności ekonomicznej dla trzech pierwszych lat działania Demonstratora Technologii

		2023	2024	2025	2026
Razem energia i ciepło	tys. PLN		3 064,69	2 829,75	3 433,36
w tym sprzedana energia			92%	91%	89%
w tym sprzedane ciepło			8%	9%	11%
Koszty operacyjne	tys. PLN		964,76	948,47	1 594,45
Wynik	tys. PLN		2 099,93	1 881,28	1 838,91
Capex początkowy	tys. PLN	45 906,3			
<b>Efektywność ekonomiczna</b>	<b>tys. PLN</b>	<b>311,36</b>			

Wartość salda wyniku finansowego z trzech pierwszych lat eksploatacji jest dodatnia i wynosi około 311,36 tys. PLN dla stopy dyskonta  $r=5\%$ . W przypadku przyjęcia dyskonta bazowego na poziomie  $r=3\%$ , wartość ta jest porównywalna (zmiana również LCOH).

Szczegółowa analiza ekonomiczna oraz analiza LCOH zawarta jest w dokumencie UP\_2021\_795\_07\_8\_LCOH i EE - Arkusz kalkulacyjny LCOH i efektywności ekonomicznej.

## 10.5. SCHEMAT BLOKOWY PRZEPIŹYWKU ENERGII



Rys. 20 Schemat bilansu energii w Demonstratorze Technologii. Oznaczenie kolorów: szary – energia z zewnątrz, żółty – transfer energii między komponentami, czarny – strata energii do otoczenia, pomarańczowy – energia elektryczna przenoszona między komponentami, zielony – sprzedana energia elektryczna, czerwony – zakupiona energia elektryczna.

## 10.6. WYNIKI SYMULACJI

W niniejszym podrozdziale przedstawiono najważniejsze wyniki uzyskane podczas symulacji Alternatywnego Modelu Elektrociepłowni.

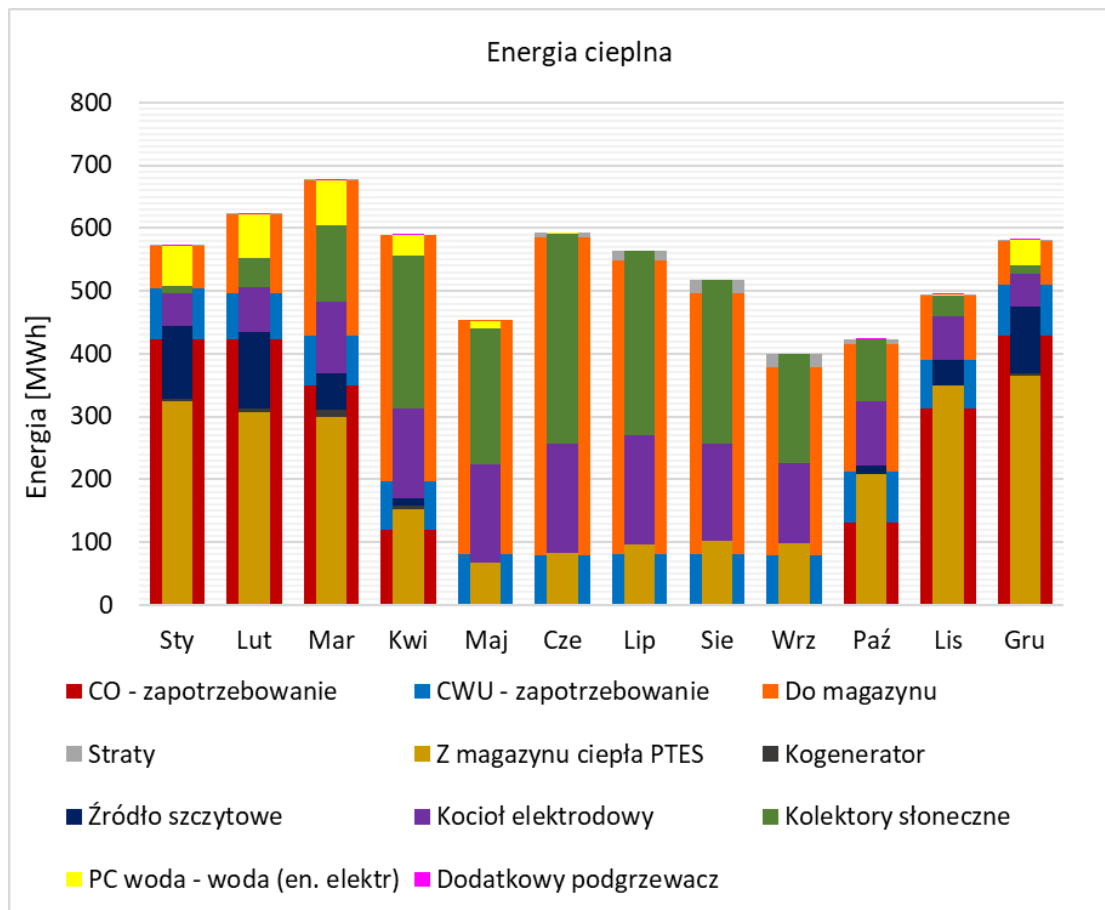
Tabela 12 Najważniejsze wyniki symulacji Alternatywnego Modelu Demonstratora Technologii.

Średnioroczna sprawność układu	82,1%
Średnioroczna energia cieplna wyprodukowana z OZE na potrzeby systemu ciepłowniczego	2 776,5 MWh/rok
Średnioroczna energia elektryczna wyprodukowana z OZE, w tym:	5899,5 MWh/rok
- energia elektryczna na potrzeby własne	269,2 MWh/rok
- energia elektryczna sprzedana do KSE	3811,4 MWh/rok
Średnioroczna energia elektryczna zakupiona z KSE	326,6 MWh/rok
Średnia efektywność kolektorów słonecznych	33,6%
Średnia efektywność PV	20,4%
Sezonowe COP pompy ciepła	5,78
Średnia sprawność elektryczna CHP	43,9%
Średnia sprawność cieplna CHP	49,3%
Suma energii dostarczonej przez pomocniczy podgrzewacz wody	1,33 MWh/rok

Szczegółowe dane dotyczące wytworzonej/zużytej energii cieplnej w poszczególnych miesiącach zostały przedstawione na Rys.21. Wewnętrzna słupki symbolizują energię wytworzoną/odzyskaną z magazynów, a zewnętrzne energię wykorzystaną w różny sposób, w tym na ładowanie magazynów.

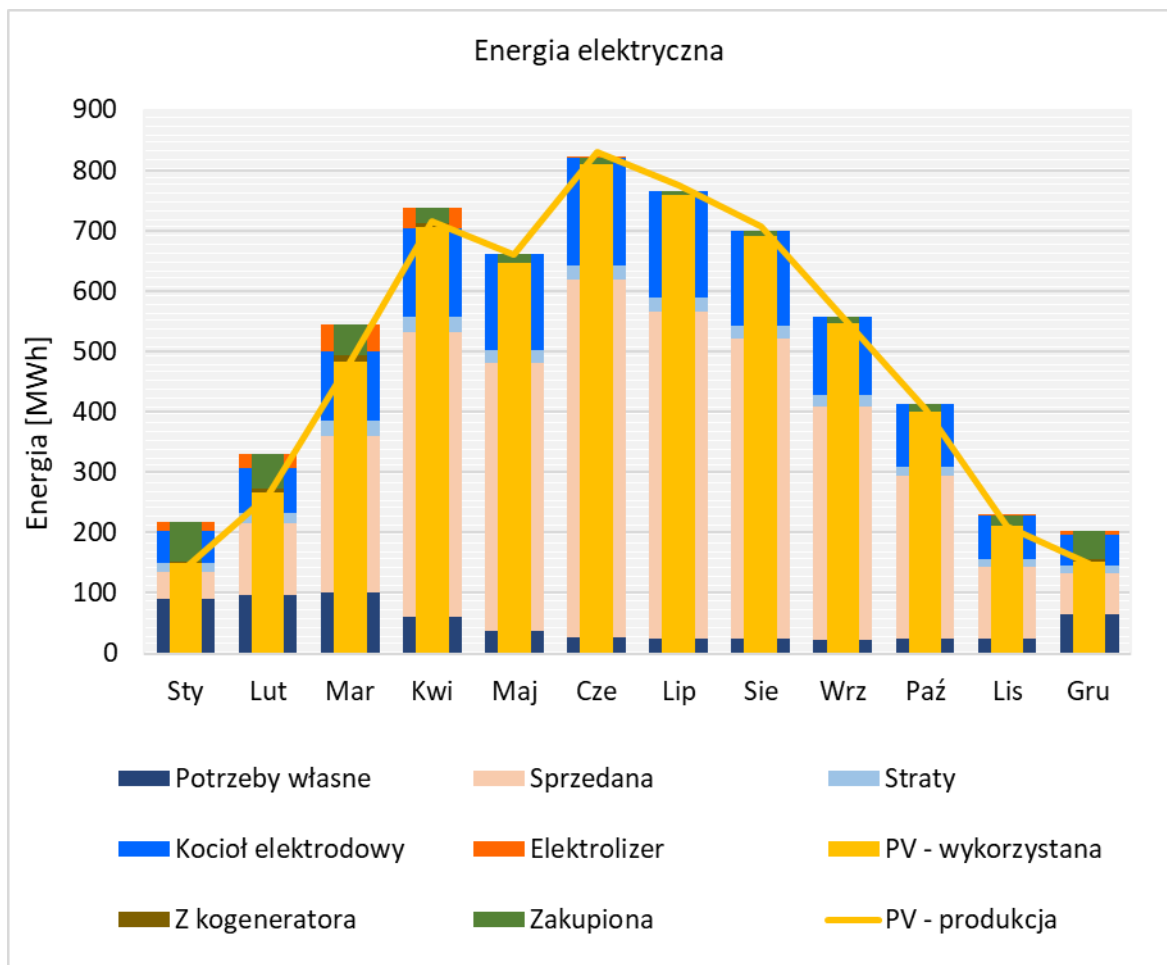
W okresie wiosenno-letnim, kiedy promieniowania słoneczne jest najsilniejsze a zapotrzebowanie na ciepło najmniejsze, odbywa się głównie ładowanie magazynu ciepła. Magazyn rozładowywany jest w okresie jesienno-zimowym, kiedy zgromadzone ciepło wykorzystywane jest głównie do pokrycia zapotrzebowania na co.

W miesiącach od kwietnia do sierpnia najwięcej energii generowanej jest przez kolektory słoneczne.



Rys. 21 Szczegółowe dane dotyczące wytworzonej/zużytej energii cieplnej w poszczególnych miesiącach (wartości średnioroczne).

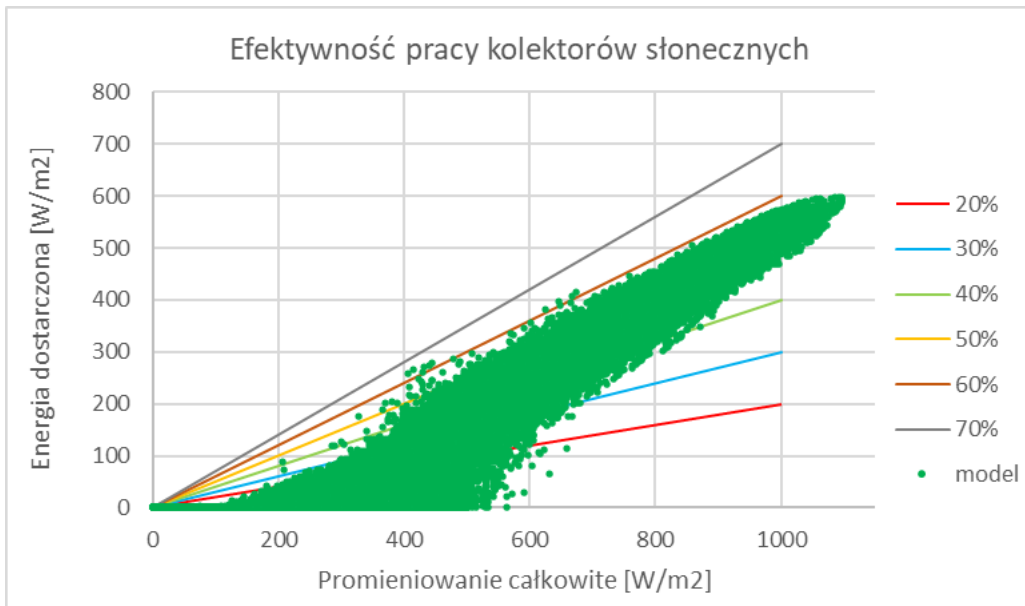
W taki sam sposób, jak dane o energii cieplnej zostały przedstawione dane dotyczące wytworzenia/zużycia energii elektrycznej (Rys. 22).



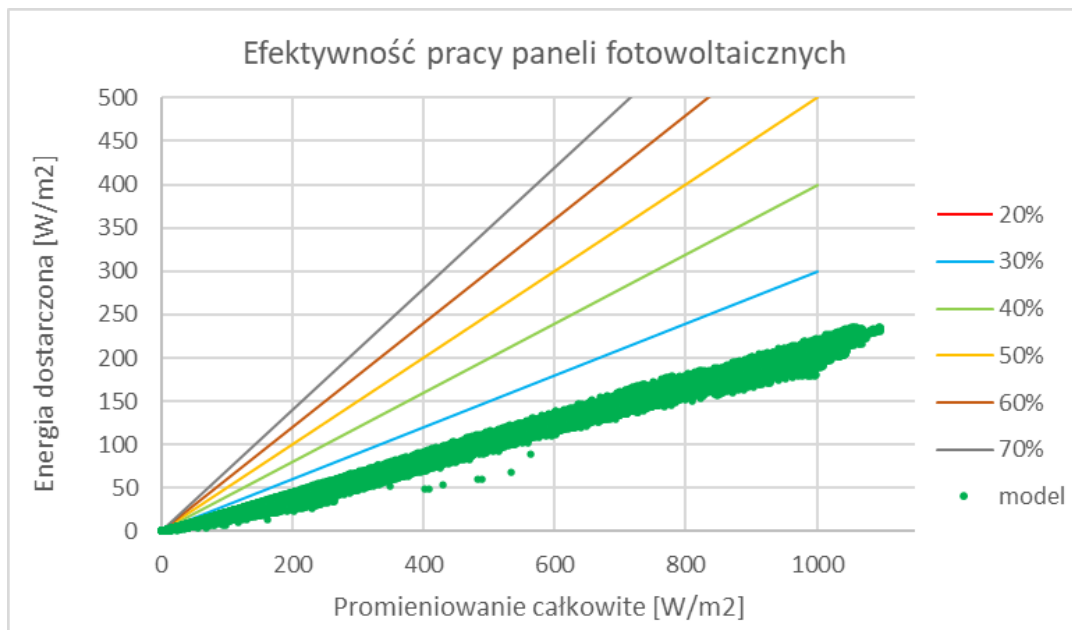
Rys. 22 Szczegółowe dane dotyczące wytworzonej/zużytej energii elektrycznej w poszczególnych miesiącach (wartości średnioroczne).

Na Rys. 23 i Rys. 24 zaprezentowano zależność energii pozyskanej z kolektorów słonecznych (Rys. 23) i paneli fotowoltaicznych (Rys. 24) w funkcji dostępnej energii promieniowania słonecznego. Kolektory słoneczne wykazują względnie dużą efektywność konwersji energii promieniowania słonecznego na energię ciepłą przekazywaną do czynnik grzewczego. Nieco inna sytuacja ma miejsce w przypadku paneli fotowoltaicznych, gdzie efektywność pracy jest znacznie niższa. Ma to jednak potwierdzenie w rzeczywistych danych z kart katalogowych, gdzie producenci podają sprawność urządzeń w granicach ok. 19-21%.

Warto również zwrócić uwagę na rozmieszczenie ilości punktów pomiarowych w okolicach poziomu zerowej generacji energii. Panele PV ze względu na swoją podstawę działania są lepiej przystosowane do rozpoczęcia produkcji przy niższych warunkach świetlnych niż ma to miejsce w przypadku kolektorów słonecznych.



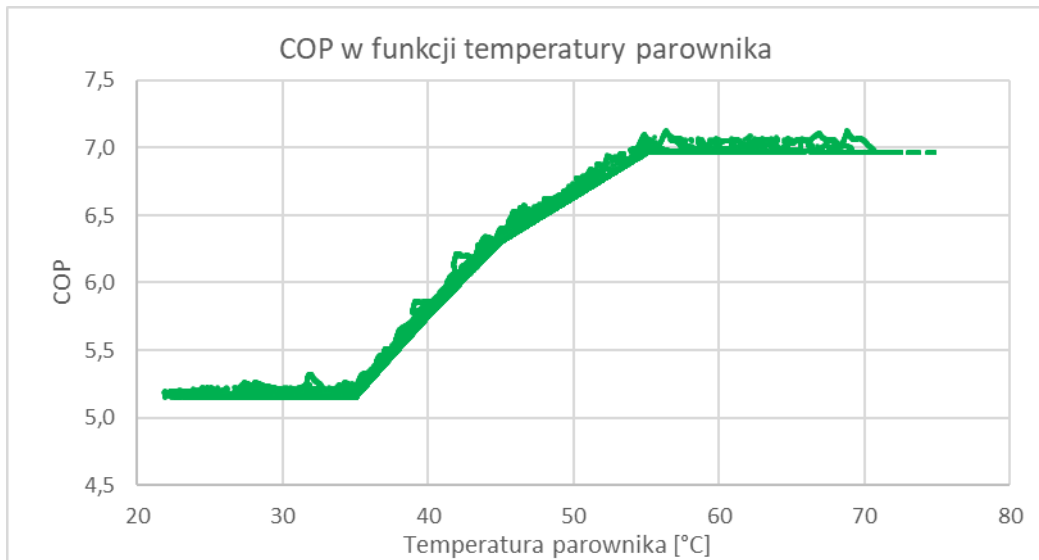
Rys. 23 Zależność energii pozyskanej z kolektorów słonecznych w funkcji dostępnej energii promieniowania słonecznego.



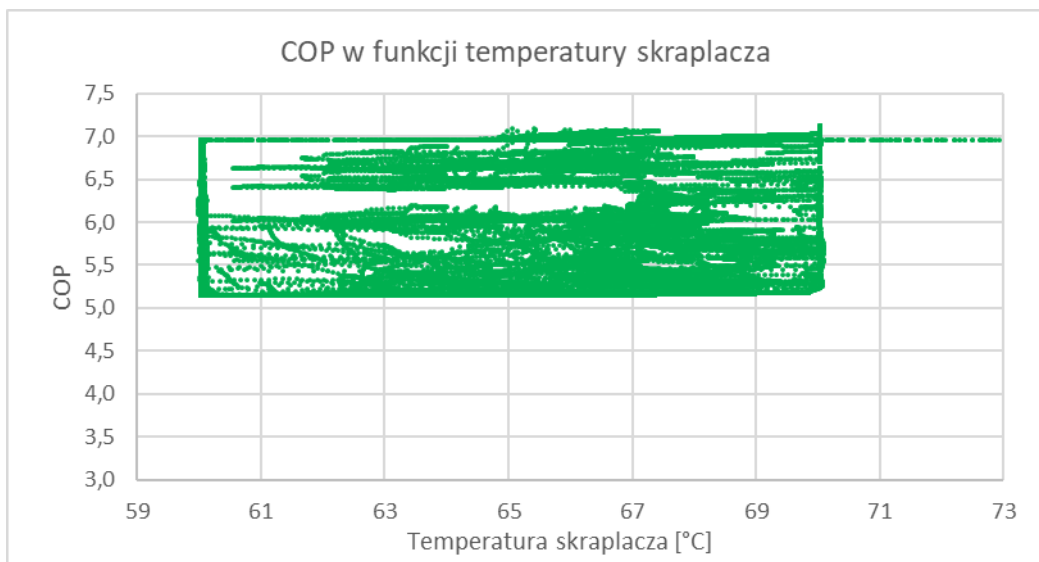
Rys. 24 Zależność energii pozyskanej z paneli fotowoltaicznych w funkcji dostępnej energii promieniowania słonecznego.

Na Rys. 25 - 27 przedstawiono zależność COP pompy ciepła w funkcji temperatury czynnika na wlocie do parownika (Rys. 25), temperatury czynnika na wylocie ze skraplacza (Rys.26) oraz różnicy pomiędzy temperaturą czynnika na wylocie ze skraplacza, a temperaturą czynnika na wlocie do parownika (Rys. 27).

Na Rys. 25 widać związek pomiędzy temperaturą na wlocie do parownika a współczynnikiem COP. Wraz ze wzrostem temperatury dolnego źródła wzrasta COP. W przypadku zmian temperatury na wylocie ze skraplacza (Rys. 26) nie da się wskazać, na podstawie zebranych danych, konkretnej korelacji ze współczynnikiem COP.



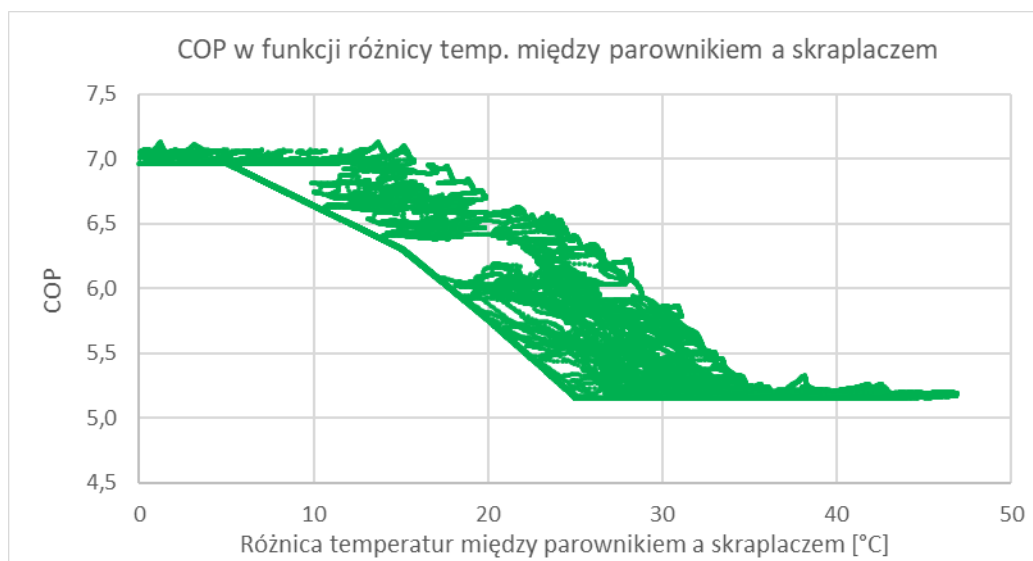
Rys. 25 Zależność COP pompy ciepła w funkcji temperatury parownika.



Rys. 26 Zależność COP pompy ciepła w funkcji temperatury skraplacza.

Na Rys. 27 widać wyraźną zależność pomiędzy różnicą temperatur czynnika na wylocie ze skraplacza i temperatur czynnika na wlocie do parownika oraz współczynnikiem COP. Im jest ona wyższa tym niższy COP pompy ciepła.





Rys. 27 Zależność COP pompy ciepła w funkcji różnicy temperatur między parownikiem a skraplaczem.

## 10.7. WNIOSKI

1. Systemy przewidziane w Demonstratorze Technologii opierają się głównie na wykorzystaniu energii promieniowania słonecznego. W związku z tym działanie całego układu jest silnie uzależnione od warunków pogodowych.
2. Jednocześnie, biorąc pod uwagę fakt, iż w założeniach projektu przyjęto stosunkowo niekorzystne warunki klimatyczne i dane pogodowe, należy spodziewać się, że rzeczywiste pomiary uzyskane z eksploatacji Demonstratora technologii mogą korzystnie odbiegać od wyników uzyskanych na podstawie symulacji numerycznej.
3. Przeprowadzona analiza ekonomiczna przy uwzględnieniu rynkowego poziomu cen komponentów, paliw i mediów wskazuje, że inwestycja w rozwiązania technologiczne objęte Demonstratorem technologii jest efektywna ekonomicznie, nawet przy założeniu jej finansowania w pełnym zakresie, bez udziału mechanizmów wsparcia. Przy założeniu dodatkowego dofinansowania inwestycji w postaci dotacji ze środków unijnych planowanych w ramach perspektywy 2021-2027 dla inwestycji zgodnych z założeniami polityki klimatycznej Unii Europejskiej, oraz z innych dostępnych krajowych programów wsparcia w ramach realizacji PEP2040 oraz strategii dla ciepłownictwa, efektywność ekonomiczna tego typu inwestycji będzie wyższa od zakładanej.
4. Mając na uwadze aktualny gwałtowny wzrost cen paliw konwencjonalnych, obliczony koszt jednostkowy ciepła cechuje stałość i niezależność w stosunku do sytuacji rynkowej. Na jego poziom najwyższy wpływ mają koszty inwestycyjne, które po uruchomieniu instalacji nie ulegają zmianie, gwarantując odbiorcom długoterminową stabilizację poziomu cen ciepła i podgrzewu ciepłej wody użytkowej.



Nr dokumentu:

**NNP+\_S-00059\_V2\_++++\_ACH002\_01\_01**

Obiekt \_\_ Nr projektu \_\_ Dział \_\_ Kod inst. \_\_ Nr DCC \_\_ Arkusz \_\_ Wydanie

Str./Stron

82/88



## 11. BEZPIECZEŃSTWO

Mając na uwadze skalę realizowanej w ramach przedsięwzięcia inwestycji można by uznać, że wpływ Demonstratora Technologii na bezpieczeństwo energetyczne Polski jest znikome. Tym niemniej przedsięwzięcie stanowi istotny wkład w budowanie bezpieczeństwa zarówno o charakterze lokalnym, z punktu widzenia mieszkańców budynków objętych Systemem Demonstracyjnym, jak i w skali kraju

- W skali Systemu Demonstracyjnego przedsięwzięcie stanowi gwarancję ciągłości dostaw w ok. 90% niezależną od paliw kopalnych (system zapewnia również pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby własne)
- Uniwersalny charakter przyjętego rozwiązania zapewnia wysoki stopień skalowalności i replikowalności opracowanego rozwiązania w ramach osiedlowych i powiatowych systemów ciepłowniczych oraz elektrociepłowniczych
- Analiza opracowanego Demonstratora Technologii, w połączeniu z analizą dotychczasowych doświadczeń pozwala na zdefiniowane wytycznych definiujących dobre praktyki dla transformacji systemu ciepłowniczego i elektrociepłowniczego w Polsce
- Systemy produkcji energii ze źródeł odnawialnych, z uwagi na charakter źródła energii cechuje rozporozszony charakter. Ich wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju uzależniony jest od skali wdrożenia tego typu systemów. Z tej perspektywy Demonstrator Technologii, jako pierwsze tak ambitne przedsięwzięcie w kraju, poprzedzone dogłębną analizą numeryczną, stanowi istotny element wytyczający kierunek transformacji energetycznej sektora.

## 12. INFORMACJE DODATKOWE

Dążenie do neutralności klimatycznej nie będzie możliwe bez rozwoju systemów ciepłowniczych i próby odchodzenia od indywidualnych źródeł ciepła, zasilanych niskiej jakości paliwami, takimi jak węgiel, na rzecz korzystania z sieci i systemów ciepłowniczych, które generują i produkują energię elektryczną i ciepło bezpiecznie i przyjaźnie dla środowiska. Gwałtowny wzrost cen paliw, oraz niestabilna sytuacja geopolityczna, nie gwarantuje bezpieczeństwa dostaw paliw, a tym samym bezpieczeństwa energetycznego odbiorców, przyczyniając się do zwiększonego zapotrzebowania na alternatywne źródła energii oraz przyspieszenia procesu transformacji energetycznej, m.in. systemów ciepłowniczych.

## 13. DANE WYKONAWCY

### ENERGOPROJEKT KATOWICE

Biuro Studiów Projektów i Realizacji „ENERGOPROJEKT\_KATOWICE” S.A. wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS: 0000052247, NIP 634-00-19-846, Regon P-271905107 zostało powołane do życia w 1949 roku jako ekspozytura warszawskiej centrali. W 1993 roku państwowe przedsiębiorstwo przekształcone zostało w „ENERGOPROJEKT-KATOWICE” Spółkę Akcyjną, a od 1999 roku firma stała się przedsiębiorstwem całkowicie prywatnym, niezależnym od instytucji zewnętrznych, w którym 100% udziałów posiadają pracownicy.

Działalność biura obok klasycznych prac projektowych obejmuje prace badawcze, usługi typowo inżynierskie, prace konsultingowe, generalną realizację inwestycji i inżynierię finansową.

W całym okresie działalności, biuro wykonało kilkadziesiąt tysięcy projektów dla różnych sektorów gospodarki, w tym przede wszystkim dla energetyki, gromadząc doświadczenia w kompleksowej obsłudze inwestycji w zakresie projektowania, doradztwa, ekspertyz i analiz technicznych, nadzoru budowlanego oraz generalnego wykonawstwa.

ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA to dzisiaj jedna z największych w Europie firm projektowo-inżynierskich, niezależny Partner o globalnym zasięgu, wyznaczający trendy i standardy w zakresie doradztwa i usług inżynierskich. To także Partner szybkiego wdrażania najlepszych rozwiązań i wyznaczania ścieżki dojścia do docelowego modelu biznesowego Klientów EPK. EPK to ponad 70 lat konsekwentnego rozwoju, popartego referencjami we wszystkich gałęziach przemysłu, a w sektorze energetyki - ugruntowana pozycja lidera. Swój rozwój rynkowy i operacyjny EPK opiera w 100% o rozwiązania zgodne z celami Zrównoważonego Rozwoju oraz wspiera Klientów w zaprojektowaniu i wykonaniu projektów transformacji, rozwijając projekty OZE. EPK dostarcza rozwiązania transformacyjne dla rynku ciepłownictwa, chłodnictwa zarówno dla systemów miejskich jak i przemysłowych. Wspiera Klientów w projektach związanych z elektrolizą i produkcją wodoru, rozbudową i modernizacją układów elektrycznych, dystrybucyjnych i przesyłowych, rozwija kompetencje projektowania instalacji nowych technologii energetycznych.

EPK to doświadczona kadra inżynierska i menadżerska, posiadająca kompetencje w zakresie kompleksowej obsługi inwestycji w zakresie projektowania, doradztwa, ekspertyz i analiz technicznych, nadzoru budowlanego oraz generalnego wykonawstwa.

ENERGOPROJEKT-KATOWICE to obecnie także grupa kapitałowa zrzeszająca szereg podmiotów uzupełniających

i rozszerzających kompetencje spółki, w tym spółki:

- ✓ EPConstruction
- ✓ ENERGOPROJEKT-WARSZAWA SA
- ✓ K1 Projekt
- ✓ Ekonomia
- ✓ Środowisko Nieruchomości
- ✓ TD Energo

## ATENDE INDUSTRIES

Atende Industries to firma technologiczna dostarczająca platformy chmurowe dla Przemysłu 4.0 i inteligentnej energetyki - Smart Grid. Firma jest częścią Grupy Atende, która od 30 lat dostarcza rozwiązania IT w Polsce. Grupa Atende składa się z 7 firm i posiada zespół 320 pracowników. Atende Industries rozwija następujące produkty:

- ✓ **besmart.energy** - platforma chmurowa dla energetyki rozproszonej w szczególności do zarządzania sieciami wyposażonym w odnawialne źródła energii. Bazuje na algorytmach uczenia maszynowego pozwalających na predykcję zużycia energii jak również przewidywanie produkcji energii z farm fotowoltaicznych z wykorzystaniem zaawansowanych modeli prognozy pogody o dużej dokładności. Besmart.energy skierowany jest do operatorów energetycznych, mikro sieci, spółdzielni i społeczności energetycznych oraz producentów energii i przedsiębiorstw.
- ✓ **besmart.vision** – system wizyjny 3D oparty o głębokie sieci neuronowe pozwalający na inteligentne sterowanie robotami i procesami produkcyjnymi np.: procesami automatycznego sprawdzenia i klasyfikacji FQC. Na tle innych tego typu systemów wyróżnia się dużą wiarygodnością działania w zmiennych warunkach i radzi sobie z rozpoznawaniem różnorodnych przedmiotów ułożonych warstwowo w sposób chaotyczny. System skierowany jest do firm poszukujących nowoczesnych rozwiązań z obszaru Przemysłu 5.0 pozwalających na zwiększenie poziomu wydajności, jakości i pozwalających na robotyzację zadań niemożliwych do rozwiązania przez klasyczne rozwiązania automatyki przemysłowej.
- ✓ **TStorage** - rozproszona baza danych klasy NoSQL służąca do gromadzenia i szybkiego udostępniania dużych zbiorów danych (Big Data) dla aplikacji IoT wykorzystująca unikatowy 5 elementowy klucz dostępu do danych pozwalających na zaawansowane wyszukiwanie zakresowe. Wykorzystanie tej technologii w aplikacjach Internetu Rzeczy pozwala na kilkudziesięciokrotnie zwiększenie szybkości odczytu danych w stosunku do tradycyjnych baz relacyjnych.

Atende Industries ma ponad 10-letnią historię rozwoju innowacyjnych technologii w Polsce. Firma zaczynała od systemu CDN (Content Delivery Network) dla telewizji internetowej, następnie w 2011 roku rozpoczęła rozwój systemu AMI (Advanced Metering Infrastructure) dla jednego z największych polskich dystrybutorów

energii – Energa Operator.

Atende Industries z skupia się na świadczeniu usług „Software as a Service” by ułatwić wdrażanie zaawansowanych technologii w energetyce i przemyśle.

Zarząd Atende Industries powołał w 2013 roku Fundację Niezwyciężony wspierającą młodzież i sportowców w trudnych sytuacjach życiowych poprzez zajęcia sportowe i pomoc materialną. Firma stawia sobie za cel dążenie do poprawy sytuacji w otaczającym ją świecie a jej technologie poświęcone są oszczędzaniu energii, maksymalizacji zużycia zielonej energii oraz efektywnemu wykorzystaniu przestrzeni magazynowej, a tym samym minimalizacji zużycia sprzętu IT.

## PEC KOŃSKIE

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich sp. z o.o. wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS: 0000659657, NIP 6581985063, Regon 366382707 powstała 1 stycznia 2017r. na podstawie Uchwały Nr XXVII/261/2016 Rady Miejskiej w Końskich z dnia 27 października 2016r.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich sp. z o.o. prowadzi podstawową statutową działalność gospodarczą poprzez wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła na terenie miasta Końskie na podstawie koncesji na wytwarzanie ciepła nr WCC/460/351/U/OT3/98/MW oraz na przesył i dystrybucję ciepła nr. PCC/482/351/U/OT3/98/MW.

Obecnie ciepło produkowane jest w pięciu własnych źródłach ciepła o łącznej mocy zainstalowanej 27,7 MW, zlokalizowanych na terenie miasta Końskie i scharakteryzowanych jako:

- kotłownia przy ul. Odlewniczej 5, wyposażona w jeden kocioł wodny o mocy 15 MW opalany węglem kamiennym,
- kotłownia przy ul. Odlewniczej 7, wyposażona w 3 kotły wodne każdy o mocy 2,8MW, opalane gazem ziemnym

Obliczeniowe parametry czynnika grzewczego w sieci ciepłej wynoszą:

Temperatura zasilanie/powrót 120/70°C

Ciśnienie zasilanie/powrót 0,75/0,34 MPa

Ciśnienie dyspozycyjne 0,51 MPa

- lokalna kotłownia przy ul. Niepodległości 13A, wyposażona w 3 kotły wodne o łącznej mocy zainstalowanej 1,75 MW, opalane gazem ziemnym,
- lokalna kotłownia przy ul. Kpt. Stoińskiego 2A wyposażona w 2 kotły wodne o łącznej mocy zainstalowanej 1,15 MW, opalane gazem ziemnym,
- lokalna kotłownia przy ul. 3 Maja 7 wyposażona w 2 kotły wodne o łącznej mocy zainstalowanej 1,4 MW, opalane gazem ziemnym.

Obliczeniowe parametry czynnika grzewczego w lokalnych kotłowniach gazowych wynoszą:

czynnik roboczy - woda

temperatura dopuszczalna - 95°C

ciśnienie dopuszczane - 0,40 MPa

Łączna moc zamówiona przez odbiorców wyniosła 18,18 MW. Maksymalne zapotrzebowanie na moc w ostatnim sezonie grzewczym wyniosło 10,7 MW. Centralna kotłownia węglowa produkuje ok. 113 000 GJ ciepła w sezonie grzewczym, natomiast kotłownie gazowe 18 000 GJ – łącznie 131 000 GJ ciepła brutto. Całość (100%) ciepła pochodzi z paliw kopalnych.

Sieć ciepła pracująca tylko na potrzeby centralnego ogrzewania, zasilana jest z zespołu źródeł – kotłownia węglowa położona w Końskich ul. Odlewnicza 5 oraz kotłownia gazowa położona w Końskich ul. Odlewnicza 7. W porównaniu do stanu opisanego we wniosku do konkursu nastąpiły zmiany. W październiku 2022 r. został wyłączony kocioł węglowy WLM 25 o mocy 23 MW, a w grudniu 2022 r. uruchomiona została kotłownia gazowa o mocy 3 razy 2,8 MW z kotłami Vitomax 200-MW typ M72c042 produkcji Viessman z palnikiem CIB UNIGAS H440X. Dzięki temu rozwiązaniu zmniejszyła się emisja zanieczyszczeń i CO<sub>2</sub>, a moc zainstalowana została ograniczona do poziomu poniżej 20 MW – pozwalając spółce na wyjście z systemu ETS (z uwagi na fakt, iż kotłów do 3 MW nie uwzględnia się w sumie zainstalowanej mocy).

Przesył ciepła realizowany jest jedną siecią wysokoparametrową. Z tej sieci zasilane są węzły wymiennikowe w ilości 110 szt. oraz węzły hydroelewatorowe w ilości 20 szt. Ogólna długość sieci ciepłowniczej wynosi 11 888 m w tym: sieć magistralna - 2908 m, rozdzielcza wraz z przyłączami - 8980 m.

Ze względu na wymianę węzłów hydroelewatorowych na węzły wymiennikowe wyposażone w automatykę pogodową (realizacja w 88% – nie wymieniono węzłów będących własnością odbiorców oraz węzłów w pomieszczeniach nie nadających się do zastosowania węzłów wymiennikowych gdzie zastosowano pompy strumieniowe z regulacją pogodową) stosujemy regulację czynnika grzewczego jakościową a przy niższych temperaturach regulację jakościowo-ilościową dążąc do obniżenia temperatury na sieci. Dlatego stosowana jest tabela temperatur dla sieci zasilanie/powrót 120/70 °C.

Pozostałe lokalne kotłownie gazowe pracują w wydzielonych mikrosieciach poza głównym systemem ciepłowniczym, zasilanych czynnikiem grzewczym niskotemperaturowym o parametrach nominalnych 90/70 °C. Ciepło wytwarzane jest w trzech kotłowniach gazowych o łącznej mocy zainstalowanej 4,3 MW. Kotłownie gazowe eksploatowane są cały rok. W okresie letnim pracują na potrzeby ciepłej wody użytkowej (CWU).

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich sp. z o.o. prowadzi także koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji i obrotu energią elektryczną. W obrębie ulicy Staszica,

Przedsiębiorstwo dysponuje sieciami SN o napięciu 6 kV oraz sieciami nN o napięciu 0,4 kV. W obrębie terenów przemysłowych (sąsiedztwo ulic Kuźnicznej i Przemysłowej) siecią SN o napięciu 15 kV oraz siecią nN o napięciu

0,4 kV

Spółka posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/182/351/U/1/2/99/AS wydaną przez Prezesa URE w dniu 14-10-1999r. zmienioną decyzjami:

- a) z dnia 8 sierpnia 2006r. Nr DEE/182A/351/W/OŁO/2006/TB,
- b) z dnia 12 lutego 2008r. Nr DEE/182-ZTO/351/W/OŁO/2008/TB,

oraz koncesję na obrót energią elektryczną nr OEE/177/351/U/1/2/99/AS wydaną przez Prezesa URE w dniu 24.06.1999 r. zmienioną decyzjami:

- a) z dnia 08 sierpnia 2006r. Nr OEE/177A/351/W/OŁO/2006/TB,
- b) z dnia 12 lutego 2008r. OEE/177-ZTO/351/W/OŁO/2008/TB.

Rezerwę mocy dla sieci dystrybucyjnych PEC w Końskich sp. z o.o. zapewniają dwie stacje transformatorowe:

- Stacja 110/6/15 kV, ulica Odlewnicza 5, Końskie:  
2 transformatory o mocy 16 MVA (2 x 16 MVA = 32 MVA)  
Moc zamówiona dla dystrybucji w PGE Dystrybucja Oddział Skarżysko-Kamienna wynosi 7,0 MW.
- Stacja 15/0,4 kV, tereny przemysłowe Końskie, ul. Kuźnicza, Przemysłowa, Kornica  
1 transformator 0,630 KVA  
Łączna moc zamówiona w PEC-u przez wszystkich odbiorców wynosi 0,353 MW.