

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



# *Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu elektrociepłowniczego w kierunku OZE*

Raport wykonany w ramach Przedsięwzięcia nr 88/21/PU/P63 -  
Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym.

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

Nazwa Wykonawcy: *Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o.,  
Instytut Energetyki - Instytut Badawczy, ENERGA Ciepło  
Ostrołęka Sp. z o.o.*

Nazwa projektu: *Elektrociepłownia z ogniwami SOFC zasilana wodorem*

## *Spis treści*

|  |           |
|--|-----------|
| <i>Streszczenie .....</i>  | <i>4</i>  |
| <i>1. Wstęp.....</i>   | <i>4</i>  |
| <i>1.1. Opis problemu badawczego .....</i>   | <i>4</i>  |
| <i>1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni.....</i>   | <i>5</i>  |
| <i>2. Lokalizacja Demonstratora Technologii .....</i>  | <i>13</i> |
| <i>3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni.....</i>  | <i>18</i> |
| <i>3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS</i><br><i>18</i>                       |           |
| <i>3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych.....</i>  | <i>26</i> |
| <i>3.3. Kogeneracja.....</i>   | <i>27</i> |
| <i>4. Analiza kosztów ciepła .....</i>   | <i>31</i> |
| <i>4.1. Analiza LCOH i efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii zgodnie z</i><br><i>wymaganiami konkursowymi.....</i> | <i>31</i> |
| <i>4.2. Analiza LCOH i efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii zgodnie z</i><br><i>rzeczywistymi danymi.....</i>     | <i>34</i> |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 5.    | <i>Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni .....</i>                | 38 |
| 6.    | <i>Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii .....</i>                             | 42 |
| 7.    | <i>Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni .....</i>                          | 47 |
| 7.1.  | <i>Skalowalność .....</i>  | 47 |
| 7.2.  | <i>Replikowalność .....</i>  | 47 |
| 7.3.  | <i>Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła... ..</i> | 48 |
| 8.    | <i>Obliczenia .....</i>  | 49 |
| 9.    | <i>Bezpieczeństwo .....</i>  | 54 |
| 10.   | <i>Informacje dodatkowe .....</i>  | 61 |
| 11.   | <i>Dane Wykonawcy .....</i>  | 68 |
| 11.1. | <i>Dane adresowe oraz rejestrowe .....</i>   | 68 |
| 11.2. | <i>Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej .....</i>            | 69 |
| 11.3. | <i>Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej .....</i>                        | 71 |
| 11.4. | <i>Informacje o Zespole Projektowym .....</i>  | 73 |
| 12.   | <i>Załączniki .....</i>  | 78 |

## Streszczenie

Rynek ciepłownictwa i energetyki w Europie ulega dynamicznym zmianom. Nacisk na tworzenie bezemisyjnych źródeł ciepła i energii, który podyktowany jest m.in. kwestiami ochrony klimatu oraz koniecznością uniezależnienia się od kopalnych źródeł energii powoduje rozwój nowych, zaawansowanych technologii i rozwiązań w zakresie generacji ciepła i energii elektrycznej. Jednym z takich rozwiązań jest prezentowany system oparty na ogniwie stałotlenkowym, który do generowania ciepła, ciepłej wody, a także prądu, wykorzystuje wodór. Rozwiązanie to jest nie tylko bezemisyjne, ale jednocześnie bardzo skuteczne pod względem efektywności energetycznej. Wodór można pozyskiwać z użyciem energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, co aktualnie stanowi przedmiot badań członków Wykonawcy. Docelowo technologie wodorowe mogą stanowić zarówno magazyn energii dla OZE, jak i wszechstronny system produkcji ciepła i energii dla Polski. Prezentowane rozwiązanie to ogniwa dwukierunkowe, których konstrukcja pozwala na pracę w dwóch trybach. W konsekwencji przy występującym nadmiarze energii z OZE instalacja pozwala na kumulację energii w postaci wodoru, traktując go jako magazyn energii, natomiast w okresie zimowym oddawać ciepło i energię elektryczną do systemu. Rosnące ceny surowców energetycznych, konieczność uniezależnienia się od Rosji (a szerzej zewnętrznych dostaw) oraz niepewna sytuacja na giełdach energii i surowców z uwagi na wojnę w Ukrainie powodują, że prezentowane rozwiązanie zyskuje nowy wymiar, mający ogromny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju.

Prezentowany raport Dobrych Praktyk zawiera istotne informacje na temat rozwiązania, jest jednocześnie próbą streszczenia złożonych zagadnień i wyzwań technicznych, inżynierskich i organizacyjnych.

Jako pomysłodawcy, autorzy i realizatorzy rozwiązania mamy nadzieję, że będzie to lektura ciekawa i ważna, także jako głos w dyskusji na temat przyszłości systemu energetycznego i ciepłego w Polsce.

## 1. Wstęp

### 1.1. Opis problemu badawczego

Celem projektu i jednocześnie wyzwaniem badawczym jest stworzenie nowoczesnej elektrociepłowni - elektrociepłowni przyszłości. Rozwiązanie, które proponuje Wnioskodawca jest oparte o polskie technologie i polską myśl techniczną, ze szczególnym naciskiem na wykorzystanie *local content*. Opisane technologie wodorowe dają szansę na stworzenie nie tylko pojedynczej elektrociepłowni, ale nawet całego systemu średnich i małych źródeł, zlokalizowanych na terenie całego kraju. Umożliwi to

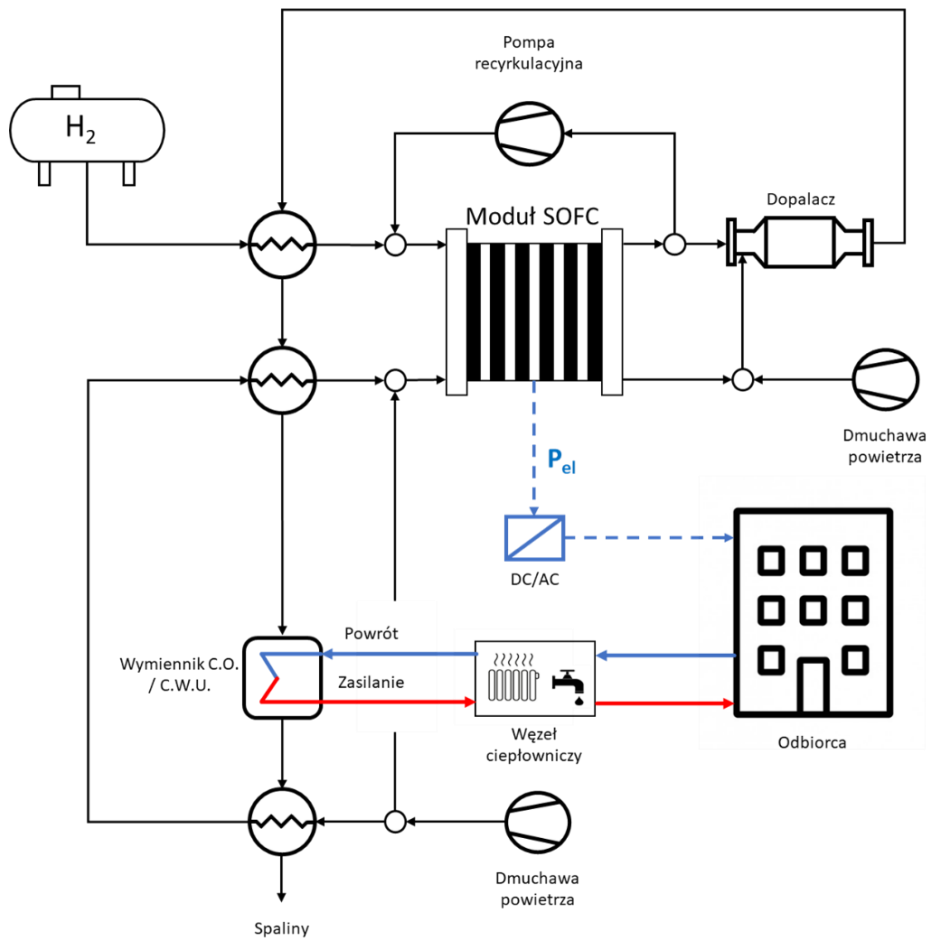
utworzenie rozproszonego systemu produkcji ciepła i energii, który posiada szereg istotnych przewag nad dotychczas stosowanymi rozwiązaniami. Wnioskodawca pragnie wyraźnie podkreślić, że multiplikacja albo innymi słowy komercjalizacja przedmiotowego rozwiązania i produkowanie go w większej ilości egzemplarzy jest najlepszą drogą do znacznego polepszenia wskaźników ekonomicznych. Analiza ekonomiczna dla pojedynczego stosunkowo niewielkiego ciepłowni i energetycznie projektu z reguły wykazuje niższą opłacalność w porównaniu do produkcji masowej. Jednakże, koszty te są tylko pozornie wysokie. Dodatkowo koszt obejmuje własny *know-how* i opracowaną od podstaw technologię, a także *local content* oraz rozwój lokalnego rynku pracy i nowoczesnych, niskoemisyjnych technologii.

Polska stoi przed unikalną szansą wdrożenia własnych technologii, co stanowi niewątpliwą przewagę niniejszego projektu. Chociaż ocena instytucji Zlecającej nie obejmuje tych wszystkich czynników, to właśnie *local content* jest tutaj największym atutem i największą siłą, pozwalającą na przynajmniej częściowe uniezależnienie się od zagranicznych dostawców energii elektrycznej czy surowców energetycznych.

## 1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni

Opracowana technologia jest układem mikrokogeneracji, bazującej na stałotlenkowych ogniach paliwowych. Mikrokogeneracja jest procesem technologicznym polegającym na skojarzonej produkcji energii cieplnej i elektrycznej mającym na celu zmniejszenie zużycia energii pierwotnej w zastosowaniach na małą/średnią skalę. Istnieje szereg różnych technologii kogeneracji (ang. *Combined Heat and Power, CHP*), np. bazująca na turbinie gazowej lub parowej, na silniku tłokowym albo na ogniach paliwowych. Ze względu na to, że paliwo nie jest spalane, lecz zostaje wykorzystywane w reakcji elektrochemicznej, z jego użyciem wiąże się minimalne zanieczyszczenie powietrza [Xin-Rong Zhanh, Ibrahim Dincer „Energy Solutions to Combat Global Warming”, Springer, 2017]. W sytuacji, kiedy paliwem wykorzystywanym w ogniach paliwowych jest wyłącznie wodór pochodzący z odnawialnych źródeł energii, to zanieczyszczenia doprowadzane do powietrza są równe zero.

Zaproponowany układ jest wyposażony w moduł ogniwo SOFC o mocy nominalnej w paliwie 0,92 MW, co stanowi 0,48 MW mocy elektrycznej i 0,34 MW mocy cieplnej z możliwością zwiększenia mocy cieplnej do 1,4 MW przy założonej sprawności całkowitej na poziomie 90%. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na ciepło zwiększa się przepływ wodoru, co nieznacznie podnosi moc elektryczną generowaną w stosie SOFC (do 0,53 MW). Poza stosem stałotlenkowych ogniwo paliwowych, do kluczowych urządzeń układu CHP zalicza się: dmuchawę powietrza, wymienniki ciepła, pompę recyrkulacyjną oraz dopalacz gazów resztkowych. W układzie tego rodzaju paliwo (wodór) oraz powietrze doprowadzane są do stosu, gdzie zachodzi reakcja elektrochemiczna. Doprowadzane do stosu powietrze jest dzielone na dwa strumienie: pierwotne powietrze podgrzewane jest w wymienniku ciepła, a wtórne wykorzystywane jest do sterowania temperaturą pracy stosu. Dodatkowa dmuchawa tłoczy powietrze do dopalacza, który ma kluczową rolę przy nadmiarowym zapotrzebowaniu na ciepło (zima). Wodór podawany do układu wykorzystywany jest w stosie ogniwo paliwowych SOFC w reakcji elektrochemicznej, a nieprzereagowane kilkanaście procent podlega częściowej recyrkulacji, pozostała część spalana jest w dopalaczu, gdzie utleniaczem jest zubożone powietrze opuszczające stos ogniwo SOFC. Gorące spaliny wykorzystywane są jako górne źródło ciepła w systemie do podgrzewu reagentów oraz w systemie ciepłowniczym do ogrzania wody sieciowej. W układzie CHP, gdzie paliwem jest wyłącznie wodór, spaliny składają się jedynie z tlenu, azotu oraz pary wodnej, która częściowo jest odzyskiwana na potrzeby procesowe, przez co nie jest wymagane stosowanie dodatkowego generatora pary, w celu utrzymania właściwego składu gazu na wlocie do stosu. Energia elektryczna generowana jest przez stos w formie prądu stałego, który kierowany jest do inwertera, gdzie zachodzi konwersja na prąd przemienny, który następnie przekazywany jest do systemu elektroenergetycznego. Ciepło natomiast kierowane jest do lokalnej sieci ciepłowniczej za pośrednictwem dedykowanego odcinka sieci z możliwością wtłoczenia nadwyżki wyprodukowanego ciepła. Schemat instalacji przedstawiono na *Rysunek 1*.



Rysunek 1 Schemat koncepcyjny instalacji z modułem SOFC

Sercem układu mikro-kogeneracji opartego na technologii SOFC jest stos ogniw paliwowych. Ogniwo paliwowe jest to urządzenie, które bezpośrednio konwertuje energię chemiczną zawartą w paliwie na energię elektryczną oraz ciepło. W odróżnieniu od baterii, ogniwa paliwowe pracują tak długo, jak dostarczane jest do nich paliwo oraz utleniacz. Obecnie występuje wiele rodzajów ogniw paliwowych, z tym, że wszystkie składają się z trzech podstawowych komponentów: dwóch elektrod (paliwowej oraz powietrznej) oraz oddzielającego je elektrolitu (w zależności od typu: w postaci stałej lub ciekłej). Elektrolit jest to materiał umożliwiający transport jonów, który jednocześnie blokuje przepływ elektronów i gazu, dzięki czemu nie dochodzi do zwarcia między elektrodami, a generowany prąd może być dalej wykorzystany. W poniższej tabeli zestawione zostały wybrane typy ogniw paliwowych wraz z kluczowymi parametrami pracy.

Tabela 1 Wybrane rodzaje ogniw paliwowych

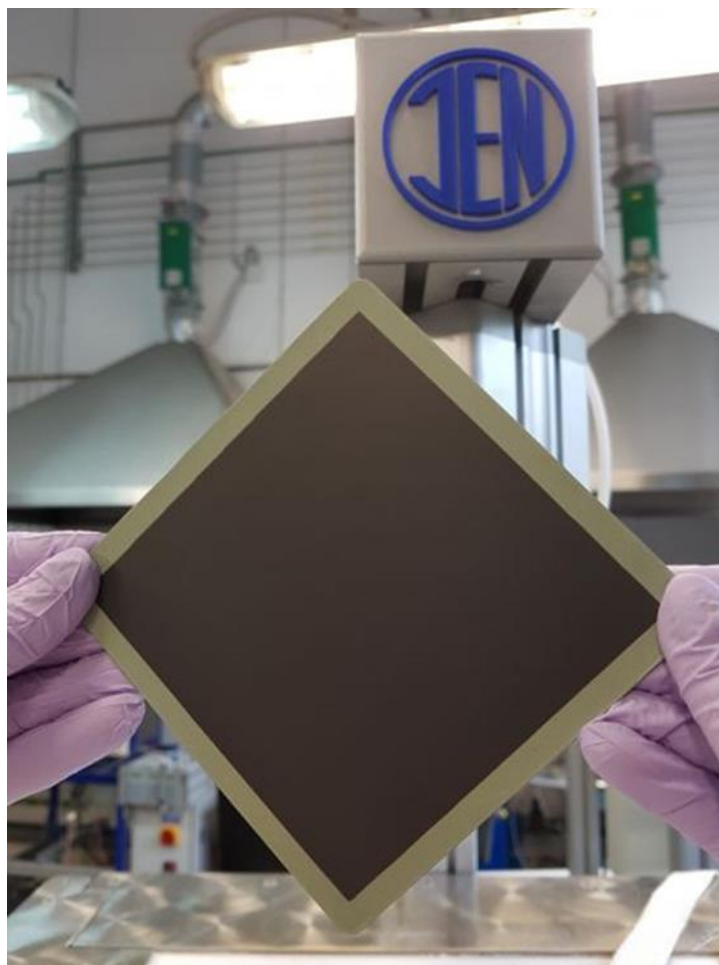
| <b>Nazwa skrócona</b> | <b>Elektrolit</b>   | <b>Temperatura pracy</b> | <b>Sprawność elektryczna</b> | <b>Nośnik ładunku</b> | <b>Paliwo</b>   |
|-----------------------|---|--------------------------|------------------------------|-----------------------|---|
| PEM                   | membrana polimerowa   | $\leq 80$ °C             | 50-60%                       | $H^+$                 | $H_2$ , metanol   |
| MCFC                  | stopiony węgiel litu i węgiel potasu (lub sodu)             | 650 °C                   | 55%                          | $CO_3^{2-}$           | $H_2$ , CO, $NH_3$ , metanol, SNG/CNG, węglowodory, biogaz, mieszaniny gazu ziemnego z wodorem i inne |
| SOFC                  | tlenki ceramiczne, zazwyczaj $ZrO_2$ stabilizowany $Y_2O_3$ | 550-900 °C               | 50-72%                       | $O^{2-}$              | $H_2$ , CO, $NH_3$ , metanol, SNG/CNG, węglowodory, biogaz, mieszaniny gazu ziemnego z wodorem i inne |

W związku z tym, że stałotlenkowe ogniwa paliwowe są zbudowane głównie z warstw ceramicznych, geometria ogniwa jest zależna od możliwości formowania podłoża (np. anodowego lub elektrolitowego) i nakładania warstw funkcjonalnych. Możliwe jest stworzenie różnych kształtów ogniw, ale najczęściej stosuje się geometrię płaską lub rurową. Przykłady rurowych i płaskich ogniw SOFC przedstawiono odpowiednio na Rysunek 2 i Rysunek 3.



Rysunek 2 Stałotlenkowe ogniwo elektrochemiczne typu rurowego





Rysunek 3 Stałotlenkowe ogniwo elektrochemiczne o wymiarach 110 mm x 110 mm wytwarzane w Instytucie Energetyki

Ze względu na prostszy sposób wytwarzania i łączenia ze sobą poszczególnych ogniw, zarówno liniami gazowymi jak i elektrycznie, najczęściej stosowane są ogniwa o geometrii płaskiej. W ogniwach tych, jedna z trzech warstw wykorzystywana jest jako podłoże, na którym opiera się mechanicznie cała struktura. Z tego też względu, rozróżniane są ogniwa, gdzie podłożem jest jedna z elektrod, elektrolit lub metal.

Pojedyncze ogniwo SOFC o powierzchni aktywnej  $\geq 100 \text{ cm}^2$  jest w stanie wygenerować kilkadziesiąt watów energii elektrycznej w trybie ogniwa paliwowego. Wartość ta dla użytkownika końcowego jest jednak niewystarczająca do zaspokojenia jego minimalnych potrzeb energetycznych. Jedną z cech charakterystycznych dla technologii ogniw SOFC jest ich modularność, co umożliwia łączenie poszczególnych ogniw ze sobą, tworząc tzw. stosy. Rozwiązanie to pozwala na wytwarzanie stosów składających się z kilkadziesiątu ogniw każdy. W instalacjach energetycznych zwyczajowo łączy się je nitkami gazowymi, tworząc tym samym moduły zawierające kilka stosów, stanowiących serce generatora. W rezultacie, pojedynczy układ do wytwarzania energii elektrycznej i/lub produkcji

wodoru może składać się z jednego bądź szeregu modułów SOFC, które w pełni zaspokajają potrzeby każdego odbiorcy końcowego.

Standardowy stos zbudowany jest z szeregu powtarzalnych pakietów (ang. single repeating unit, SRU) składających się z ogniwa SOC, interkonektora, zestawu uszczelek oraz separatora. Elementami zamykającymi stos oraz odpowiedzialnymi za jego wytrzymałość mechaniczną i stabilizację całej konstrukcji są płyty górna i dolna. Interkonektor wykorzystywany jest do pełnienia dwóch funkcji: kolektora prądowego przy jednoczesnym, równomiernym rozprowadzaniu gazów wzdłuż powierzchni aktywnej ogniwa dzięki kanałom rozptywowym. Samo ogniwo znajduje się w centrum interkonektora, a separator lub przekładka pełni rolę ramy pozycjonującej ułożenie ogniwa oraz odpowiada, wraz z zestawem uszczelek, za odseparowanie części paliwowej od utleniacza.

Materiały wykorzystywane do produkcji elementów stosu muszą być ze sobą kompatybilne w pełnym zakresie temperatur począwszy od rozruchu ze stanu zimnego po docelowy punkt pracy układu. Kluczowym parametrem uwzględnianym podczas doboru materiałów jest współczynnik rozszerzalności cieplnej oraz stabilność chemiczna w warunkach operacyjnych. Docelowa wartość tego współczynnika dla wszystkich elementów SRU opiera się na własnościach wykorzystywanego w ogniwie elektrolitu – dla typowo stosowanego YSZ wynosi  $12-14 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$  w zakresie standardowej temperatury pracy SOFC. Dodatkowym parametrem uwzględnianym przy wyborze interkonektorów jest odpowiednio niski opór elektryczny danego materiału. Powszechnie stosowanym rozwiązaniem jest dedykowana, ferrytyczna wysokochromowa stal nierdzewna 1.4760 (Crofer® 22 APU), która została zaprojektowana specjalnie pod kątem pracy z wysokotemperaturowymi stałotlenkowymi ogniwami elektrochemicznymi. Opór elektryczny tej stali wynosi  $115 \mu\Omega \text{ cm}$  w temperaturze  $800 \text{ }^\circ\text{C}$ . *Zdjęcie rzeczywistego stosu składającego się z 35 powtarzalnych pakietów przedstawiono na Rysunek 4.*



Rysunek 4 Stos ogniw SOFC (produkcji Instytutu Energetyki)

Przygotowany moduł z ogniwami SOFC nie jest w stanie samodzielnie generować energii elektrycznej, ciepła i/lub wodoru. W tym celu konieczne było przygotowanie w niniejszym przedsięwzięciu odpowiedniej infrastruktury składającej się z szeregu urządzeń pomocniczych, tj.: dmuchawa powietrza, wymienniki ciepła, pompa recyrkulacyjna oraz dopalacz gazów resztkowych. Poniżej w sposób skrótowy zostały przedstawione poszczególne elementy opracowanego Demonstratora:

- stos ogniw paliwowych - stanowi serce układu, w którym na skutek przebiegu reakcji elektrochemicznej generowana jest energia elektryczna i ciepło. Temperatura pracy stosu: 680 °C.
- dmuchawa powietrza - podstawową funkcją dmuchawy jest zapewnienie niezbędnej ilości utleniacza do przebiegu reakcji elektrochemicznych w stosie ogniw paliwowych. Dodatkowo dmuchawa powietrza będzie pośrednio odpowiadać za poprawny bilans cieplny układu ze względu na wykorzystywanie powietrza jako czynnika chłodzącego stos. Dmuchawa pracuje z wydatkiem do 3000 Nm<sup>3</sup>/h.
- druga dmuchawa powietrza odpowiada za regulację podawanego do dopalacza utleniacza, celem zapewnienia optymalnych warunków spalania. Dmuchawa pracuje z wydatkiem do 1600 Nm<sup>3</sup>/h.
- wymienniki ciepła - zapewniają niezbędną temperaturę gazów doprowadzanych do stosu ogniw SOFC, a jednocześnie odzyskują ciepło ze strumieni wylotowych. Temperatura pracy wymienników procesowych to 500-850 °C. Wymiennik CO/CWU odbiera ciepło ze strumienia spalin, celem zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło.

- regulatory i przepływomierze gazowe - regulator wodoru odpowiada za kontrolę przepływu paliwa do instalacji. Przepływomierz powietrza działa w sprzężeniu z dmuchawą powietrza.
- pompa recyrkulacyjna - część strumienia spalin jest recyrkulowana i mieszana z gazami wlotowymi. Pompa recyrkulacyjna kontroluje ilość zawracanego strumienia.
- dopalacz gazów resztkowych - resztki paliwa, które nie zostały wykorzystane w stosie SOFC są spalane z wykorzystaniem zubożonego powietrza. Wysoka temperatura uzyskana w dopalaczu pozwoli na efektywny odbiór ciepła w wymiennikach. Temperatura pracy urządzenia w zakresie 700-950 °C

Przedstawiona technologia jest w pełni sterowalna. W przeciwieństwie do innych technologii wytwarzania energii (np. PV, turbin wiatrowych) SOFC ma możliwość modulowania wytwarzanej mocy zarówno elektryczną, jak i cieplną, dzięki czemu technologia jest w stanie równoważyć popyt i podaż na lokalnym rynku energetycznym, bez konieczności pośredniego magazynowania energii.

Oprócz walorów środowiskowych warto zaznaczyć, że stałotlenkowe ogniwa paliwowe (SOFC) nie wymagają zasilania wodorem klasy 5.0, a także mogą być zasilane innymi paliwami m.in. metanem, propanem, mieszaninami wodorowymi czy amoniakiem. Wielopaliwowość jest cechą szczególnie istotną w dobie transformacji sektora elektrociepłowniczego oraz odchodzenia od paliw kopalnych. Dodatkową zaletą jest wysoce efektywna kogeneracja, gdzie całkowita sprawność procesu jest na poziomie 90%.

### **Zmiany organizacyjne i wpływ na zatrudnienie spowodowane zastosowaniem Technologii**

Wdrożenie technologii przyczyni się do wzrostu zatrudnienia z uwagi na fakt, że cała zaproponowana technologia bazuje na B+R opracowanym w Polsce i obejmującym nowe innowacyjne metody wytwarzania ciepła oraz energii, które wymagają osób o wszechstronnych kwalifikacjach. Konieczność zatrudniania, rozumiana jako zatrudnienie bezpośrednie przy projekcie również będzie generowała nowe miejsca pracy. Także zatrudnienie przy produkcji komponentów w Polsce będzie wzrastało, ze względu na potrzebę wykonania licznych elementów składowych przez szereg podwykonawców i usługodawców.

Wzrost zatrudnienia jest na dzisiaj możliwy do określenia precyzyjnie w obszarze eksploatacji. Ze względu na badawczo-rozwojowy charakter projektu, Wykonawca przewiduje co najmniej 4-8 osób do pracy w zakresie eksploatacji i nadzoru. W zależności od rozwoju sytuacji rynkowej i kwestii płacowych

podjęte zostaną decyzje o zatrudnieniu większej ilości osób, tworząc też w ten sposób załączek ośrodka wodorowego w Ostrołęce.

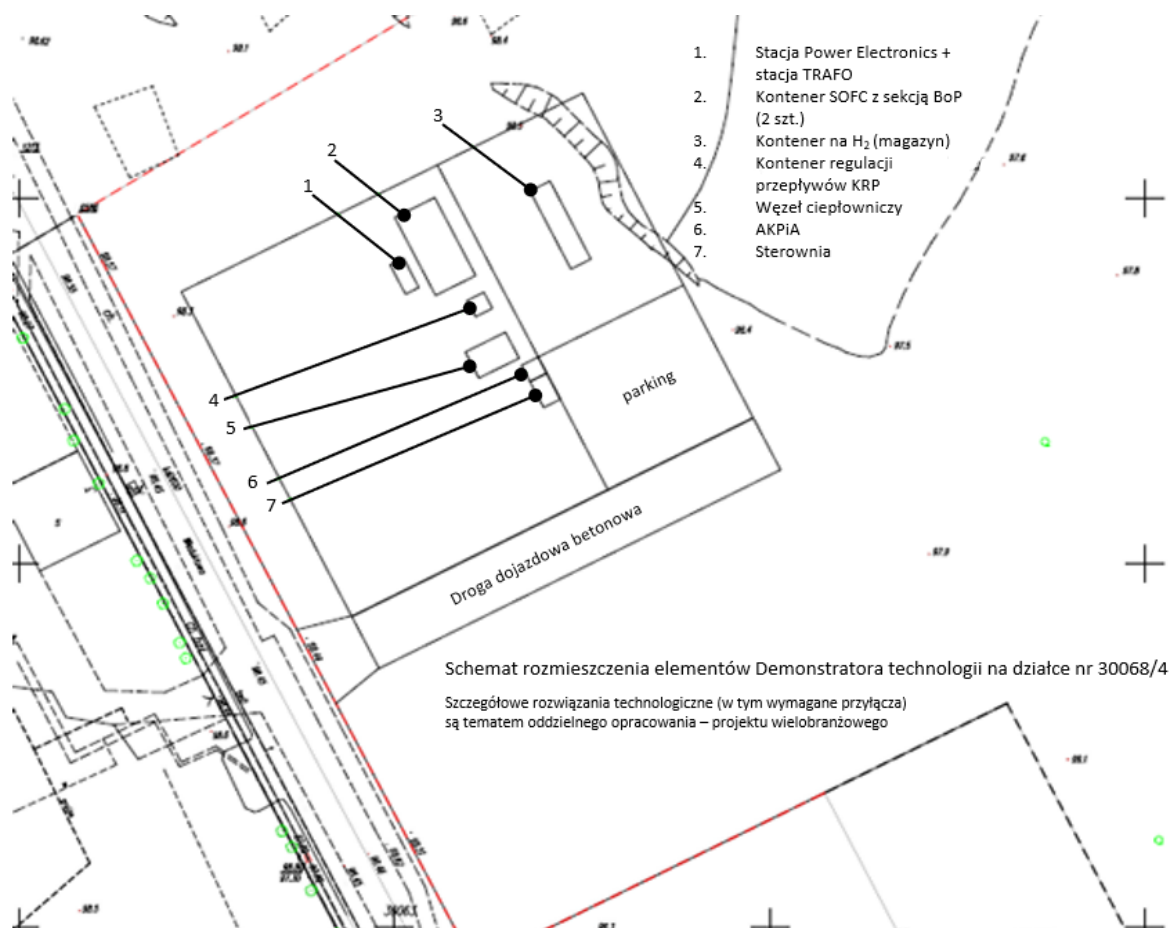
Spółka ENERGA Ciepło Ostrołęka na potrzeby obsługi Demonstratora Technologii planuje również przeszkolić część obecnych pracowników Wydziału Eksploatacji, którzy staną się operatorami nadzorującymi elektrociepłownię. Docelowo, do 2025 roku Spółka przejdzie restrukturyzację, co powinno skutkować powstaniem oddzielnego Wydziału, odpowiedzialnego za utrzymanie i eksploatację źródeł ciepła należących do Spółki. Pracownicy zostaną pozyskani zarówno w drodze rekrutacji wewnętrznej z Grupy Kapitałowej, jak i zewnętrznej.

Każdy pracownik wyznaczony do obsługi Demonstratora Technologii będzie musiał przejść serię szkoleń z zakresu obsługi oraz BHP. Planowane są zatem działania w obszarze transformacji kwalifikacji pracowników w kierunku nowych zaawansowanych technologii energetycznych.

## *2. Lokalizacja Demonstratora Technologii*

Demonstrator zlokalizowany będzie na działce nr 30068/4 w obrębie 0003, gmina Ostrołęka, powiat Miasto Ostrołęka, województwo mazowieckie należącej do spółki Energa Elektrownie Ostrołęka S.A. (działka przejdzie na własność Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o. od 2022r.). Powierzchni działki wynosi 11,3959 ha. Instalacja Elektrociepłowni zostanie zlokalizowana możliwie blisko sieci ciepłowniczej. Działka będzie wyposażona w przyłącze ciepłownicze, wodociągowo-kanalizacyjne oraz kablowe SN. Wszystkie projekty (zagospodarowania terenu oraz branżowe) zostaną uzgodnione z rzeczoznawcami oraz miastem Ostrołęka. Maksymalny obrys powierzchni zajętej przez Elektrociepłownię na wodór wyniesie 60 x 50 m, co stanowi 0,3 ha analizowanej działki nr 30068/4.

Obszar działki przeznaczony pod inwestycje stanowi teren istniejącego utwardzonego parkingu, zgodnie z Miejscowym Planem Zagospodarowania Przestrzennego, to PT/PSU (tereny obsługi technicznej miasta i przemysł, składy, usługi) –*Rysunek 5.*



Rysunek 5 Rozmieszczenie elementów Demonstratora Technologii na działce nr 30068/4

#### Poszczególne elementy instalacji:

1. Sterownia [6 m x 3 m]  
Pomieszczenie biurowo-techniczne, w którym znajduje się system nadzoru i kierowania pracą urządzeń, procesami technologicznymi, produkcją
2. Kontener SOFC z sekcją BoP– 2 połączone kontenery [12 m x 3 m + strefa 1 m]  
Sekcja techniczna, w której umiejscowione jest urządzenie wysokotemperaturowe służące do produkcji energii elektrycznej i ciepła.
3. Węzeł ciepłowniczy [6 m x 3 m]  
Element instalacji, do regulacji ilości przesyłanego ciepła, kontroli i do ewentualnej korekty parametrów ciepła dostarczanego do przyłącza cieplnego.
4. AKPiA [3 m x 3 m]  
Zestaw elementów oraz urządzeń do pomiaru i kontroli parametrów instalacji, produkowanej energii elektrycznej oraz ciepła, który umożliwia automatyczną kontrolę oraz sterowanie tymi parametrami.
5. Kontener regulacji przepływów KRP [3 m x 3 m + strefa 1 m]

Zestaw urządzeń, służących do zasilania reagentami oraz regulujących skalą produkcji, chwilowej mocy instalacji.

6. Kontener na H<sub>2</sub> (magazyn) [12 m x 3 m + strefa 10 m]  
Przestrzeń wykorzystywana do magazynowania wodoru.
7. Stacja TRAFO [3 m x 3 m]  
Strefa, w której następuje rozdzielanie energii elektrycznej przy różnych poziomach napięć.
8. Stacja Power Electronics [3 m x 3 m]  
Stacja wyposażona w inwertery prądu stałego na przemienny i odwrotnie.

Składowymi infrastruktury technicznej Demonstratora jest zespół kontenerów o przeznaczeniu energetycznym, cieplnym, kontrolno-pomiarowym i sterowniczym wraz z instalacją techniczną (sieć gazowa, energetyczna, ciepła, okablowanie itp.) oraz infrastrukturą transportową. Na podstawie ustaleń z Użytkownikiem – ENERGA Ciepło Ostrołęka sp. z o.o. projektowana instalacja kogeneracyjna z ogniwami SOFC zostanie przyłączona do sieci energetycznej i ciepłowniczej, umiejscowionej blisko lokalizacji Demonstratora Technologii. W ten sposób utrzymana zostanie dotychczasowa elastyczność wszystkich lokalnych jednostek wytwórczych i przesyłowych.

Energia elektryczna z układu kogeneracyjnego będzie wprowadzona do sieci średniego napięcia lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego w Ostrołęce spółki PGE Dystrybucja SA Oddział Warszawa - Rejon Energetyczny Ostrołęka za pośrednictwem stacji transformatorowej SN/NN zlokalizowanej w sąsiedztwie Demonstratora Technologii. Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej planowane jest z wykorzystaniem toru 110 kV przebiegającego ok. 300 m od planowanej lokalizacji Demonstratora Technologii. Włączenie w krajowy system elektroenergetyczny przewidziane jest poprzez Stację elektroenergetyczną 400/220/110 kV „Ostrołęka”, należącą do PSE.

Wyprodukowane w Demonstratorze ciepło, po przejściu przez wymiennikownię, której zadaniem będzie dopasowanie parametrów czynnika grzewczego do aktualnych parametrów pracy sieci ciepłowniczej, zostanie wprowadzone do wydzielonego systemu ciepłowniczego miasta Ostrołęki poprzez dedykowaną sieć ciepłowniczą. Wpięcie zostanie opomiarowane przy użyciu legalizowanych urządzeń pomiarowych, spełniających zapisy norm oraz prawa energetycznego. Szczegóły włączenia w istniejący system ciepłowniczy zostaną określone w warunkach przyłączeniowych wydanych na podstawie złożonego wniosku.

## **Uzyskany udział odnawialnych źródeł energii w Demonstratorze Technologii**

Wykorzystywanym w Demonstratorze Technologii paliwem jest bezemisyjny wodór. Jedynie w trakcie rozruchu instalacji, Wykonawca dopuszcza możliwość zasilania układu energią elektryczną. W przypadku zaistnienia takiej konieczności, zakupiona zostanie energia pochodząca z odnawialnych źródeł energii w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Nie przewiduje się zasilania docelowej instalacji z magazynów energii lub tzw. "brudnych" źródeł, co odpowiada wykorzystywaniu OZE w 100%. W odniesieniu do pracy nominalnej instalacji, ilość wymaganej energii wykorzystywanej do rozruchu i remontów będzie na tyle mała, że możliwe będzie jej zbilansowanie w ramach eksploatacji Demonstratora Technologii, przy wykorzystaniu rozwiązań prosumenckich.

## **Rozmiar Powierzchni Użytkowej Lokali ogrzewanych ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii oraz Rozmiar Powierzchni Użytkowej Lokali, do których dostarczana jest ciepła woda użytkowa ogrzewana ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii.**

Demonstrator będzie dostarczał ciepło oraz wodę użytkową wyłącznie do wytypowanych budynków mieszkalnych wielorodzinnych o łącznej powierzchni 15 106,93 m<sup>2</sup>. Podana powierzchnia dotyczy wyłącznie powierzchni użytkowej samych Lokali Mieszkalnych i nie obejmuje powierzchni zajmowanej przez pomieszczenia wspólnego użytkowania ani klatek schodowych.

ENERGA Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o., będąca członkiem konsorcjum, posiada własną sieć ciepłowniczą na terenie miasta Ostrołęki, do której przyłączone są budynki wybrane na potrzeby realizacji niniejszego projektu. W poniższej tabeli przedstawiono podstawowe dane dotyczące sieci ciepłowniczej. Wśród odbiorców ciepła sieciowego ENERGA Ciepło dominują gospodarstwa domowe (ok. 60% całkowitego zużycia). Ponadto, ciepło jest dostarczane także do obiektów przemysłowych (ok. 25%) czy handlu i usług (11%), a także w niewielkiej ilości do grupy użyteczność publiczna (ok. 4%). Roczna sprzedaż ciepła w ostatnim roku spadła we wszystkich grupach odbiorców z wyjątkiem gospodarstw domowych (wzrost z 463 TJ do 480 TJ).



Tabela 2 Dane sieci ciepłowniczej na terenie miasta Ostrołęka

| Dn     | Sieci kanałowe | Sieci napowietrzne | Sieci preizolowane | Sieci wodne razem: | Pojemność sieci wodnych | Sieci parowe | Ogółem    |
|--------|----------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------------|--------------|-----------|
| mm     | m              | m                  | m                  | m                  | m <sup>3</sup>          | m            | m         |
| 800    |                | 463,0              |                    | 463,0              | 465,46                  |              | 463,0     |
| 600    | 140,0          | 1620,0             | 462,0              | 2 222,0            | 1 256,51                |              | 2 222,0   |
| 500    |                | 799,0              | 589,6              | 1 388,6            | 545,28                  |              | 1 388,6   |
| 400    |                | 2400,0             | 2 170,0            | 4 570,0            | 1 148,57                |              | 4 570,0   |
| 350    |                | 216,0              | 2 033,0            | 2 249,0            | 432,76                  |              | 2 249,0   |
| 300    |                |                    | 4 568,0            | 4 568,0            | 645,78                  |              | 4 568,0   |
| 250    |                | 1790,0             | 947,0              | 2 737,0            | 268,70                  | 8 134        | 10 871,0  |
| 200    |                |                    | 4 654,8            | 4 654,8            | 292,47                  | 3 724        | 8 378,8   |
| 150    |                |                    | 7 214,0            | 7 214,0            | 254,96                  |              | 7 214,0   |
| 125    |                |                    | 3 979,4            | 3 979,4            | 97,67                   |              | 3 979,4   |
| 100    | 2 290,5        | 506,0              | 6 229,5            | 9 026,0            | 141,78                  |              | 9 026,0   |
| 80     | 1 931,0        |                    | 6 133,0            | 8 064,0            | 81,07                   |              | 8 064,0   |
| 65     | 2 003,0        |                    | 8 824,0            | 10 827,0           | 71,85                   |              | 10 827,0  |
| 50     | 5 356,5        |                    | 7 417,5            | 12 774,0           | 50,16                   |              | 12 774,0  |
| 40     | 2 675,5        |                    | 6 154,5            | 8 830,0            | 22,19                   |              | 8 830,0   |
| 32     | 2 305,0        |                    | 4 863,5            | 7 168,5            | 11,53                   |              | 7 168,5   |
| 25     | 731,0          |                    | 5 853,5            | 6 584,5            | 6,46                    |              | 6 584,5   |
| Razem: | 17 432,5       | 7 794,0            | 72 093,2           | 97 319,7           | 5 793,21                | 11 858,0     | 109 177,7 |

Temperatura wody zasilającej sieć ciepłowniczą jest zależna od temperatury otoczenia i jest regulowana wg tabeli regulacji. Temperatura wody powrotnej z sieci c.o. zmienia się w zależności od temperatury otoczenia w zakresie od 46 °C do 65 °C.

Tabela 3 Tabela regulacyjna

| Temperatura zewnętrzna | Słonecznie             |                        | Zachmurzenie                      |                        | Pochmurno              |                        |
|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
|                        | Wiatr < 3 m/s          |                        | zmienne<br>lub wiatr od 3 - 8 m/s |                        | Wiatr > 8 m/s          |                        |
|                        | T <sub>z</sub><br>[°C] | T <sub>p</sub><br>[°C] | T <sub>z</sub><br>[°C]            | T <sub>p</sub><br>[°C] | T <sub>z</sub><br>[°C] | T <sub>p</sub><br>[°C] |
| -20                    | 120                    | 65                     | 120                               | 65                     | 120                    | 65                     |
| -19                    | 118                    | 64                     | 119                               | 64                     | 119                    | 64                     |
| -18                    | 116                    | 63                     | 117                               | 63                     | 117                    | 63                     |
| -17                    | 114                    | 62                     | 115                               | 62                     | 115                    | 63                     |
| -16                    | 114                    | 62                     | 113                               | 62                     | 113                    | 62                     |
| -15                    | 110                    | 61                     | 111                               | 61                     | 112                    | 62                     |
| -14                    | 108                    | 60                     | 109                               | 60                     | 110                    | 61                     |
| -13                    | 106                    | 59                     | 108                               | 59                     | 109                    | 60                     |
| -12                    | 104                    | 58                     | 106                               | 58                     | 108                    | 60                     |
| -11                    | 102                    | 57                     | 104                               | 58                     | 106                    | 59                     |
| -10                    | 100                    | 57                     | 102                               | 58                     | 104                    | 59                     |
| -9                     | 98                     | 56                     | 101                               | 57                     | 103                    | 58                     |
| -8                     | 96                     | 55                     | 99                                | 57                     | 102                    | 58                     |

| Temperatura zewnętrzna | Słonecznie    |    | Zachmurzenie           |    | Pochmurno     |    |
|------------------------|---------------|----|------------------------|----|---------------|----|
|                        |               |    | zmiennie               |    |               |    |
|                        | Wiatr < 3 m/s |    | lub wiatr od 3 - 8 m/s |    | Wiatr > 8 m/s |    |
| -7                     | 94            | 54 | 97                     | 56 | 100           | 57 |
| -6                     | 92            | 53 | 95                     | 55 | 98            | 56 |
| -5                     | 90            | 53 | 93                     | 54 | 96            | 56 |
| -4                     | 87            | 52 | 91                     | 53 | 95            | 55 |
| -3                     | 85            | 52 | 89                     | 53 | 94            | 54 |
| -2                     | 83            | 51 | 87                     | 52 | 92            | 53 |
| -1                     | 80            | 50 | 85                     | 51 | 90            | 52 |
| 0                      | 78            | 50 | 83                     | 51 | 88            | 52 |
| 1                      | 76            | 49 | 82                     | 50 | 87            | 51 |
| 2                      | 74            | 48 | 80                     | 49 | 85            | 50 |
| 3                      | 71            | 47 | 78                     | 49 | 83            | 50 |
| 4                      | 69            | 46 | 76                     | 48 | 82            | 49 |
| 5                      | 67            | 45 | 74                     | 47 | 80            | 49 |
| 6                      | 65            | 45 | 72                     | 47 | 78            | 48 |
| 7                      | 65            | 46 | 70                     | 47 | 76            | 48 |
| 8                      | 65            | 47 | 69                     | 47 | 74            | 47 |
| 9                      | 65            | 48 | 68                     | 48 | 73            | 47 |
| 10                     | 65            | 49 | 67                     | 49 | 72            | 46 |
| 11                     | 65            | 49 | 66                     | 49 | 70            | 45 |
| 12                     | 65            | 50 | 65                     | 50 | 68            | 45 |

Tzo = 120 °C, T po = 65 °C, G max = 1267 t/h, 352 kg/s

### 3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni

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

W ramach przeprowadzonych prac opracowany został model numeryczny instalacji kogeneracyjnej opartej na technologii ogniw SOFC. Model ten został stworzony w oprogramowaniu TRNSYS. Wszystkie urządzenia peryferyjne oraz parametry operacyjne układu zostały tak dobrane, aby spełnić zapotrzebowanie odbiorcy końcowego.

Na potrzeby okresów o wyższym zapotrzebowaniu na ciepło, instalacja jest wyposażona w odpowiednio wydajny palnik i układ odzysku ciepła, tak aby sprostać szczytowemu zapotrzebowaniu na ciepło. Wdrożenie tej koncepcji pozwala zwiększyć zakres eksploatacji, w którym układ osiąga wysoką sprawność całkowitą, poza znamionowym punktem pracy. Jest to możliwe dzięki lepszej zdolności regulacji generacji ciepła względem bieżącego zapotrzebowania.

W skład modelu instalacji stworzonym w środowisku TRNSYS wchodzi: stos ogniw SOFC, wymienniki ciepła, węzeł ciepłowniczy, układ mieszania gazów procesowych, zawory trójdrożne, dopalacz, i układ

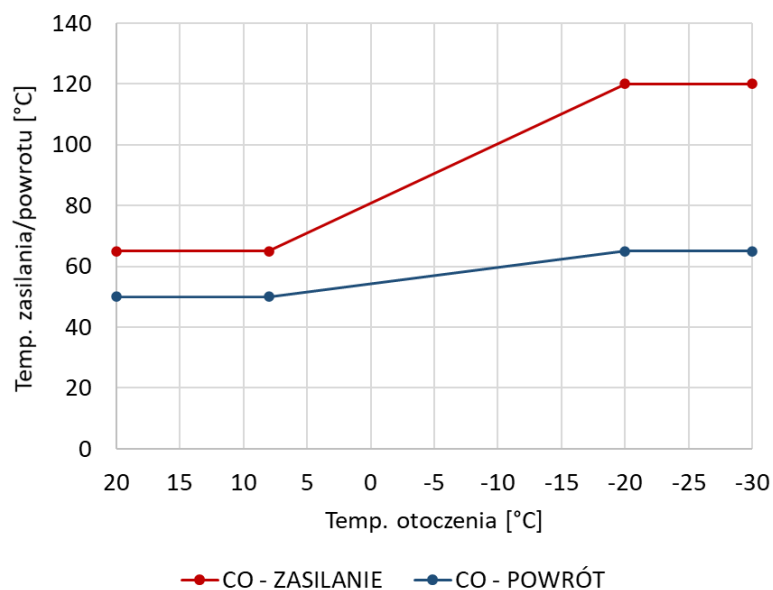


160 kWh/m<sup>2</sup>/rok. Moc instalacji demonstracyjnej została dobrana w taki sposób, aby pokryć średnioroczne zapotrzebowanie cieplne przewidzianych do przyłączenia wielorodzinnych budynków. W okresach zwiększonego zapotrzebowania cieplnego, instalacja pracuje w trybie zwiększonej produkcji cieplnej. Taka zmiana trybu pracy jest możliwa dzięki dużej elastyczności układów z ogniwami paliwowymi SOFC do zmiany proporcji produkowanej energii elektrycznej i ciepła oraz odpowiednio wydajnego palnika i układu odzysku ciepła.

## **Parametry CO i CWU**

### **CO**

Zgodnie z wytycznymi, model TRNSYS uwzględnia krzywą grzewczą, która opisuje zależność między temperaturą wody zasilającej i powrotnej, a temperaturą powietrza na zewnątrz. W oparciu o dane dostarczone przez Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o. przeprowadzono weryfikację zaproponowanych przez NCBR wartości pierwszego punktu w parametrach swobodnych medium grzewczego w sezonie grzewczym. W aktualnie obowiązującej tabeli regulacyjnej dla systemu ciepłowniczego istnieje jedno załamanie na poziomie  $T_z=65^{\circ}\text{C}$  przy temp. zewnętrznej  $8^{\circ}\text{C}$ . Dodatkowo Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o. wykazała, że temp. zasilania równa  $65^{\circ}\text{C}$  jest wartością minimalną z uwagi na duże schłodzenie wody sieciowej na dostawie w najbardziej odległe punkty. Krzywa grzewcza została wyznaczona w załączniku B (dostarczonym przez NCBR) na podstawie parametrów Demonstratora oraz prognozy temperatury zewnętrznej. *Rysunek 7* przedstawia zaimplementowany do modelu w programie TRNSYS model grzewczy, doprecyzowany w oparciu o dane od Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o.



Rysunek 7 Krzywa grzewcza

## CWU

Parametry wody użytkowej oraz jej zapotrzebowanie zostało obliczone w analogiczny sposób przy wykorzystaniu załącznika B, który uzupełniono danymi dotyczącymi Demonstratora. Parametry CWU przedstawione są w Tabeli 4 Parametry CWU, a szczegółowe zapotrzebowanie (z podziałem na szczyt nocny, dzienny i wieczorowy) ciepłej wody użytkowej dla analizowanego budynku zaprezentowano

w

Tabela 5.

Tabela 4 Parametry CWU

### Parametr

|   |                           |
|---|---------------------------|
| Temperatura wody CWU  | 55°C                      |
| Temperatura wody wodociągowej   | 10°C                      |
| Zapotrzebowanie jednostkowe na CWU  | 1,6 L/m <sup>2</sup> /24h |
| Czynnik CWU (poza sezonem grzewczym oraz dla systemu trzypiętowego) - zasilanie | 65°C                      |
| Czynnik CWU (poza sezonem grzewczym oraz dla systemu trzypiętowego) - powrót    | 35°C                      |

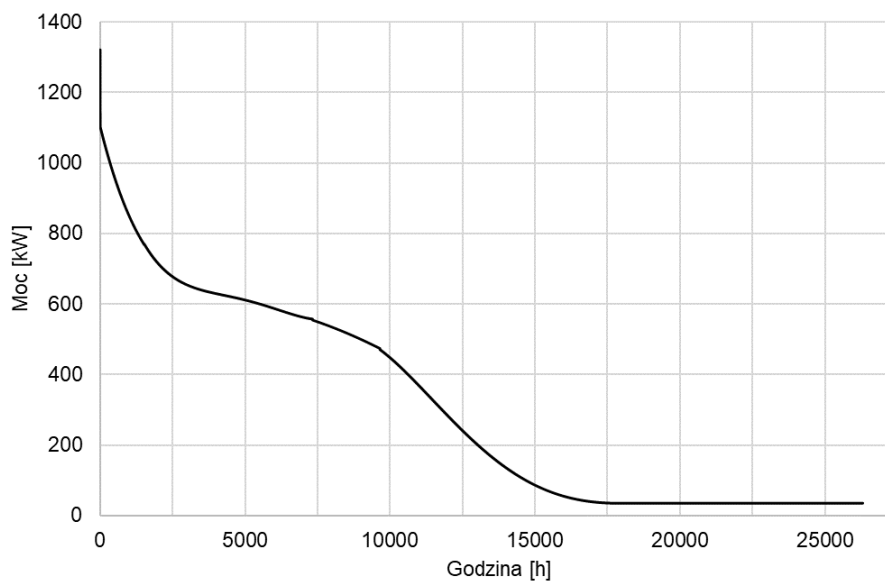
Tabela 5 Rozkład zapotrzebowania na CWU

| L.p. | Parametr  | zima                 |                   |                     | lato                |                   |                     |
|------|---|----------------------|-------------------|---------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
|      |   | (październik-marzec) |                   |                     | (kwiecień-wrzesień) |                   |                     |
|      |   | Noc                  | Szczyt<br>dzienny | Szczyt<br>wieczorny | Noc                 | Szczyt<br>dzienny | Szczyt<br>wieczorny |
| 1    | przedziały<br>godzinowe                         | 22-8                 | 8-16              | 16-22               | 22-7                | 7-16              | 16-22               |
| 2    | liczba godzin                                   | 10                   | 8                 | 6                   | 9                   | 9                 | 6                   |
| 3    | rozkład<br>zapotrzebowania                      | 20,00%               | 25,00%            | 55,00%              | 20,00%              | 25,00%            | 55,00%              |
| 4    | zapotrzebowanie<br>okresowe [l]                 | 4 833,9              | 6 042,4           | 13 293,2            | 4 833,9             | 6 042,4           | 13 293,2            |
| 5    | przepływ<br>objętościowy<br>[l/h]               | 483,39               | 755,30            | 2 215,55            | 537,10              | 671,38            | 2 215,55            |
| 6    | przepływ<br>objętościowy<br>[m <sup>3</sup> /h] | 0,48                 | 0,76              | 2,22                | 0,54                | 0,67              | 2,22                |
| 7    | przepływ<br>masowy [kg/h]                       | 476,49               | 744,52            | 2 183,93            | 529,44              | 661,80            | 2 183,93            |

### Zapotrzebowanie na CO i CWU

Sumaryczne zapotrzebowanie na energię cieplną dla trzech kolejnych lat również zostało wyznaczone w załączniku B na podstawie danych Demonstratora (*Rysunek 8*).

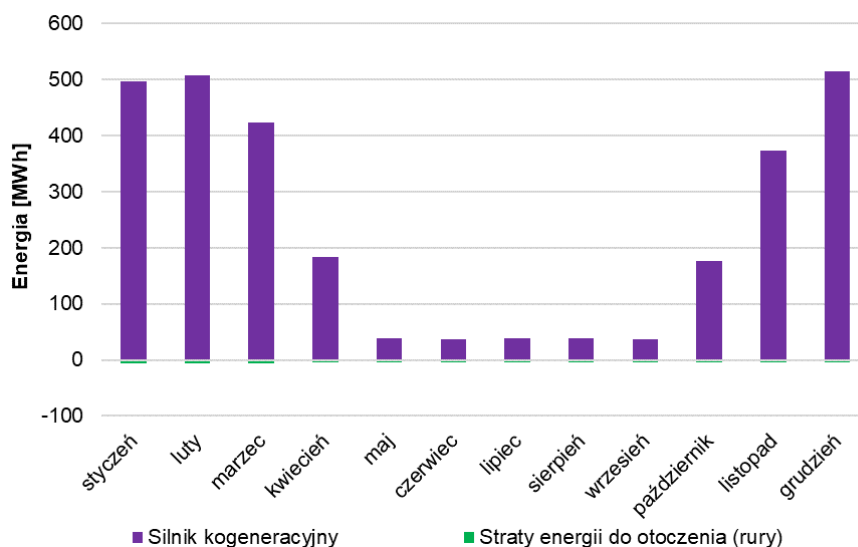
Zapotrzebowanie dla mocy cieplnej 25 – 400 kW utrzymuje się przez najdłuższy czas i odpowiada 65% czasu dla trzech lat. Zwiększone zapotrzebowanie na moc cieplną 400 – 740 kW występuję podczas sezonu grzewczego i wynosi 28% analizowanego czasu. Szczytowe zapotrzebowania na moc cieplną 1000 – 1300 kW występują sporadycznie i stanowią jedynie 7% sumarycznego czasu. Projekt Demonstratora w pełni pokrywa to zapotrzebowanie na ciepło dzięki elastyczności pracy modułowego stosu ogniwo SOFC i wysoce wydajnego palnika.



Rysunek 8 Całkowite zapotrzebowanie na energię cieplną - wykres uporządkowany

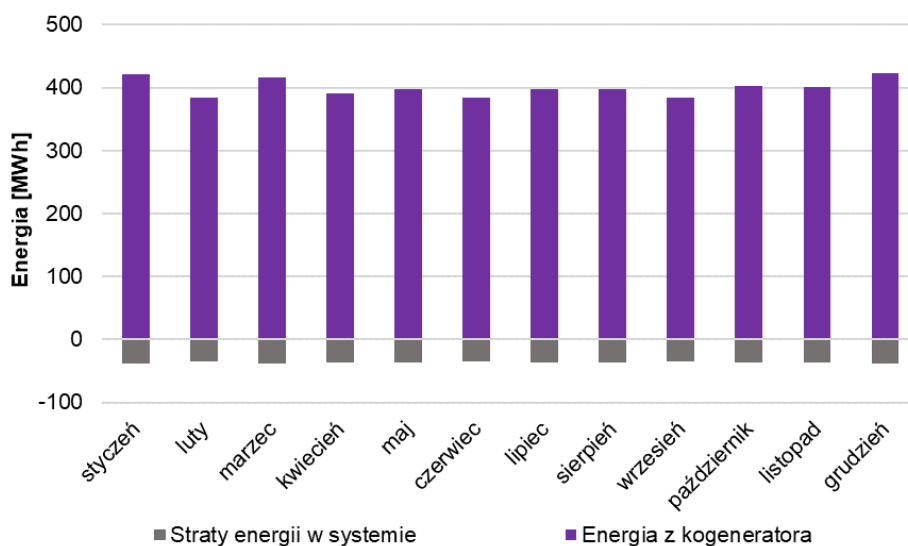
## Wyniki

Zaproponowany system kogeneracyjny na bazie wysokotemperaturowych ogniw stałotlenkowych SOFC gwarantuje pokrycie zapotrzebowania na ciepło wybranych budynków oraz efektywnie generuje energię elektryczną. Maksimum produkcji energii cieplnej przypada na sezon zimowy i jesienny, czyli w okresie grzewczym, kiedy do budynku jest dostarczana ciepła woda użytkowa i woda na cele ogrzewania. Produkcja energii cieplnej w tym okresie waha się pomiędzy 177 – 374 MWh jesienią a 374 – 514 MWh zimą (średniomiesięczna wartość z trzech lat). Natomiast, poza sezonem grzewczym (maj – wrzesień) do budynku dostarczana jest wyłącznie ciepła woda użytkowa, na poziomie 37 – 39 MWh (średniomiesięczna wartość z trzech lat). Straty ciepła w trakcie przesyłu siecią Demonstratora wynoszą od 3,5 do 6,3 MWh (średniomiesięczna wartość z trzech lat). Szczegółowa prezentacja danych dotyczących produkcji energii cieplnej (średniomiesięczne wartości z trzech lat) w ciągu jednego roku kalendarzowego przedstawia *Rysunek 9*.



Rysunek 9 Produkcja energii cieplnej

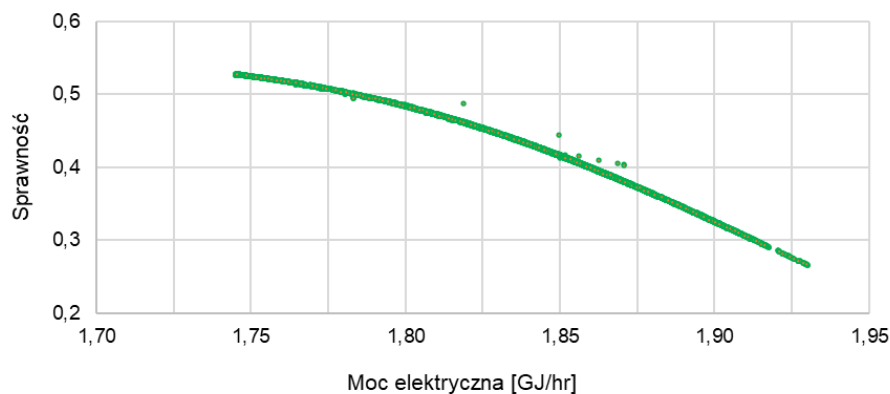
Produkcja energii elektrycznej w układzie kogeneracyjnym jest utrzymywana na stałym poziomie przez cały rok. Wytworzona energia elektryczna w ilości ok. 10% – 20% wykorzystywana jest na zaspokojenie potrzeb własnych systemu. Pozostała część energii elektrycznej jest wprowadzona do sieci średniego napięcia lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego w Ostrołęce spółki PGE Dystrybucja SA Oddział Warszawa - Rejon Energetyczny Ostrołęka za pośrednictwem stacji transformatorowej SN/NN zlokalizowanej w sąsiedztwie Demonstratora Technologii. Struktura produkcji energii elektrycznej jest przedstawiona na *Rysunek 10*. Strata energii elektrycznej w układzie wynosi 9%.



Rysunek 10 Produkcja energii elektrycznej

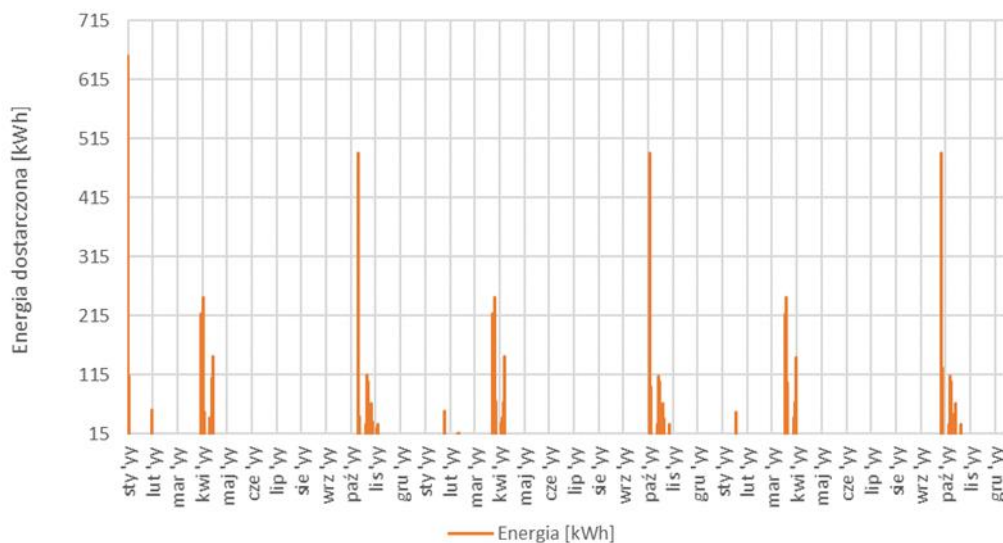


Przedstawiony system kogeneracyjny na bazie SOFC charakteryzuje się sprawnością elektryczną w przedziale 26% - 52% (Rysunek 11). Najwyższa sprawność osiągnięta jest w znamionowym punkcie pracy instalacji, która odpowiada 1 750 000 kJ/h mocy elektrycznej. Spadek sprawności wraz ze wzrostem generowanej mocy elektrycznej wynika z metodologii wyznaczania sprawności i sposobu sterowania instalacją. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na ciepło zwiększa się przepływ wodoru, co nieznacznie podnosi moc elektryczną generowaną w stosie SOFC. Wodór ten jest jednak w mniejszym stopniu zużywany w stosie, a w większym w dopalaczu w celu generacji ciepła. W trakcie takiej zmiany znacząco rośnie moc doprowadzana do instalacji w paliwie i ilość ciepła wytwarzanego w kogeneratorze, a tylko nieznacznie rośnie moc elektryczna. Innymi słowy, rośnie sprawność generacji ciepła, a sprawność generacji energii elektrycznej przy zachowaniu tego samego poziomu sprawności całkowitej maleje.



Rysunek 11 Sprawność elektryczna instalacji

Na Rysunek 12 przedstawiona została ilość energii elektrycznej dostarczanej do dodatkowego podgrzewacza wody wymaganego w symulacji. Uśredniona w skali roku ilość energii dostarczonej do podgrzewacza wynosi 15 MWh. Należy zaznaczyć, iż w znacznej części energia dostarczona do podgrzewacza nie wynika z braku możliwości zapewnienia odpowiedniej temperatury wody zasilającej przez instalację, a jedynie przez wahania będące efektem działania systemu sterowania w momencie przejścia z pracy w okresie grzewczym i poza nim (kwiecień i październik). Wahanie to spowodowane jest nagłą zmianą przepływu i temperatury wody sieciowej w momencie braku zapotrzebowania na cele grzewcze, co powoduje wahanie w systemie sterowania i wynikającą z tego krótkotrwałą i gwałtowną zmianę temperatury. Należy zaznaczyć, iż w rzeczywistych warunkach przejście to przeprowadzone będzie w sposób kontrolowany i w momencie, o którym decyduje operator. W takiej sytuacji nie występują nagłe zmiany parametrów, na które musi odpowiedzieć system sterowania, tak jak ma to miejsce w przeprowadzonej symulacji zgodnie z wytycznymi NCBR.



Rysunek 12 Energia dostarczona do dodatkowego podgrzewacza wody

### 3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych

Demonstrator jest układem kogeneracyjnym zasilanym w 100% wodorem wytworzonym z wykorzystaniem energii OZE, w którym moc zainstalowana elektryczna wynosi 0,48 MW (minimalny wymóg 0,45 MW), a minimalna zainstalowana moc cieplna równa się 0,34 MW i jest większa niż 30% sumy mocy zainstalowanej cieplnej i elektrycznej. Projekt i model numeryczny instalacji został wykonany zgodnie z wytycznymi i uwarunkowaniami (Załącznik 6) Zamawiającego. Demonstrator Technologii obejmuje swoim zasięgiem budynki mieszkalne o sumarycznej powierzchni użytkowej 15 106 m<sup>2</sup> i pokrywa ich zapotrzebowanie na CO i CWU.

Teren przewidziany dla instalacji jest terenem nieuzbrojonym, w sąsiedztwie którego znajduje się stacja transformatorowa SN/NN, umożliwiającą wprowadzenie energii elektrycznej do sieci średniego napięcia lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego w Ostrołęce spółki PGE Dystrybucja SA Oddział Warszawa - Rejon Energetyczny Ostrołęka. Natomiast wyprodukowana energia cieplna zostanie wprowadzona do systemu ciepłowniczego miasta Ostrołęki poprzez wpięcie w istniejącą sieć ciepłowniczą przy Członie Ciepłowniczym.

W ramach niniejszego przedsięwzięcia planuje się w sytuacji rozruchu instalacji korzystanie w niewielkim wymiarze z energii elektrycznej wytwarzanej przez instalację fotowoltaiczną należącą do Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o., zlokalizowaną w Ostrołęce w odległości ok. 1 km od działki 30068/4

albo bilansowanie z Operatorem systemu dystrybucyjnego. Instalacja fotowoltaiczna należąca do Spółki ma moc 18,48 kWp.

Opracowany w ramach projektu Demonstrator Technologii, zgodnie z wymaganiami Zamawiającego, będzie skalowalny w górę. Oznacza to, że bez potrzeby zmian integralnych elementów, które wchodzi w skład instalacji, układ będzie mógł zostać użyty w innych systemach elektrociepłowniczych do mocy zainstalowanej cieplnej na poziomie 20 MWt.

Instalacja zasilana niskoemisyjnym wodorem jest neutralna dla środowiska, spełnia ograniczenia z tytułu ochrony przed hałasem. Wysoki stopień automatyzacji i opomiarowania umożliwia eksploatację w trybie zdalnym z opcją przejścia na tryb pół-automatyczny oraz manualny. Moc i rozmiar Demonstratora stanowi wypadkową parametrów takich jak:

- zapotrzebowanie sumarycznej powierzchni użytkowej pokrywanej przez instalację,
- warunki pogodowe,
- uwarunkowania terenowe i techniczne najbliższej okolicy działki, na której planowana jest budowa,
- najwyższa efektywność ekonomiczna,
- najniższy koszt LCOH.

Dodatkowo Demonstrator jest w pełni zgodny z obecną strategią energetyczno-klimatyczną Polski, w szczególności z uwzględnieniem technologii wodorowych oraz z Europejskim Zielonym Ładem. Wysoki stopień innowacyjności oraz specyficzne właściwości technologii wytwórczej Demonstratora umożliwiają przeprowadzenie szybkiej adaptacji do zmian na rynku energii i ciepła.

Podsumowując zaprojektowany Demonstrator spełnia wszystkie wymagania obligatoryjne i konkursowe.

### *3.3. Kogeneracja*

Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła (kogeneracja) definiowane jest jako proces, w którym energia pierwotna zawarta w paliwie (gaz ziemny i płynny, olej napędowy, biomasa, wodór i inne) jest jednocześnie zamieniana na dwa produkty: energię elektryczną i ciepło. Ciepło jest zwykle odzyskiwane w postaci gorącej wody lub pary o niskim ciśnieniu, ale jakość ciepła zależy od rodzaju ogniwa paliwowego i jego temperatury roboczej. Ogólnie rzecz biorąc, ciepło odzyskane z systemów

CHP wykorzystujących ogniwa paliwowe jest odpowiednie dla potrzeb procesów niskotemperaturowych, ogrzewania pomieszczeń i ogrzewania wody pitnej. Najprostszym obciążeniem cieplnym do dostarczenia jest ciepła woda. Podstawowymi zastosowaniami CHP w sektorach komercyjnych/institutionalnych są budynki o jednoczesnym zapotrzebowaniu na energię elektryczną i ciepłą wodę/ogrzewanie pomieszczeń, takie jak szkoły wyższe i uniwersytety, szpitale, domy opieki, kwatery i niewielki osiedla [1].

Do korzyści wynikających z funkcjonowania układów skojarzonych zalicza się: oszczędność paliwa i wyższa sprawność całkowita w porównaniu z układami rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ograniczenie emisji szkodliwych substancji (przede wszystkim gazów cieplarnianych), pozytywny wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii wynikające z efektywnego użytkowania energii. Energetyka zawodowa i przemysłowa w Polsce oraz na świecie produkuje energię elektryczną i ciepło od dłuższego czasu głównie w oparciu o paliwa kopalne, tj. węgiel, gaz ziemny oraz inne paliwa. Produkcja w skojarzeniu w Polsce plasuje się na piątym miejscu po państwach takich, jak: Niemcy, Holandia, Finlandia i Austria [2]. Sytuacja ta powoli zaczyna się zmieniać, co spowodowane jest: tendencją decentralizacji wytwarzania ciepła i energii elektrycznej (kwestie ekonomiczne i polityczne), rozwojem myśli technicznej i postępu technologicznego pozwalające na uzyskiwanie wyższych sprawności procesów przetwarzania energii, oraz oparciem tych technologii o ekologiczne paliwa, takie jak wodór [3].

W klasycznym systemie energetycznym energia elektryczna i ciepło są wytwarzane w elektrociepłowniach i dostarczane do lokalnej społeczności zamieszkującej dane miasto. Jednak obecnie mamy do czynienia z rozrastaniem się tychże miast i poza społeczno-urbanistycznym problemem jest to także problem energetyczny. Zasiedlane są obszary mniej zurbanizowane, gdzie z reguły jest zapewniony dostęp do energii elektrycznej a ciepło generowane jest przez kocioł na gazowe, płynne lub stałe paliwo. Sprawność całkowita takiego modelu wynosi w przybliżeniu 58%.

---

<sup>1</sup> U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership „Catalog of CHP Technologies”, 2017

<sup>2</sup> Nańkowski T., Żmijewski K. – „Analiza możliwości i zasadności wprowadzenia mechanizmów wsparcia gazowych mikroinstalacji kogeneracyjnych – wsparcie energetyki rozproszonej – energetyka społeczna”, Instytut im. E. Kwiatkowskiego, 2012

<sup>3</sup> Popczyk J., Wałek T., Kaleta P., Juszczyk J., Skrzypek A. - REFERENCYJNE ZASTOSOWANIA GAZOWEJ MIKROKOGENERACJI MCHP XRGI W PROSUMENCKIEJ ENERGETYCE BUDYNKOWEJ, 2014Tadeusz Chmielniak - Hybrydowa energetyka wodorowa, Nowa Energia, 2019



Oprócz inwestycji i modernizacji tzw. dużej kogeneracji należy także rozwijać mikro-kogenerację, będącą remedium na problem energetyczny związany z rozrastaniem się miast. Zgodnie z zapisami w Prawie Energetycznym, mikro-kogeneracja to produkcja w jednym urządzeniu energii elektrycznej na poziomie do 40 kW i mocy cieplnej nie większej niż 120 kW. Główne jej korzyści to [4]:

- redukcja emisji gazów cieplarnianych,
- odciążenie sieci energetycznej i wytwórców energii przez zdecentralizowane źródła,
- możliwość zastosowania paliw lokalnie dostępnych, z naciskiem na te ekologiczne,
- uniezależnienie od dostaw energii elektrycznej,
- urządzenie modułowe, typu plug-and-play,
- element składowy większego systemu Smart Grid - poprawa niezawodności sieci dystrybucyjnej, jakości i efektywności usług energetycznych,
- zmniejszenie liczby ludzi żyjących w ubóstwie paliwowym,
- ograniczenie wymagań, dotyczących systemów przesyłowych i sieci rozdzielczych,
- zwiększenie dostępności energii elektrycznej i ciepła dla konsumentów,
- zachęcanie do zaangażowania konsumentów w korzystaniu z technologii energooszczędnych.

---

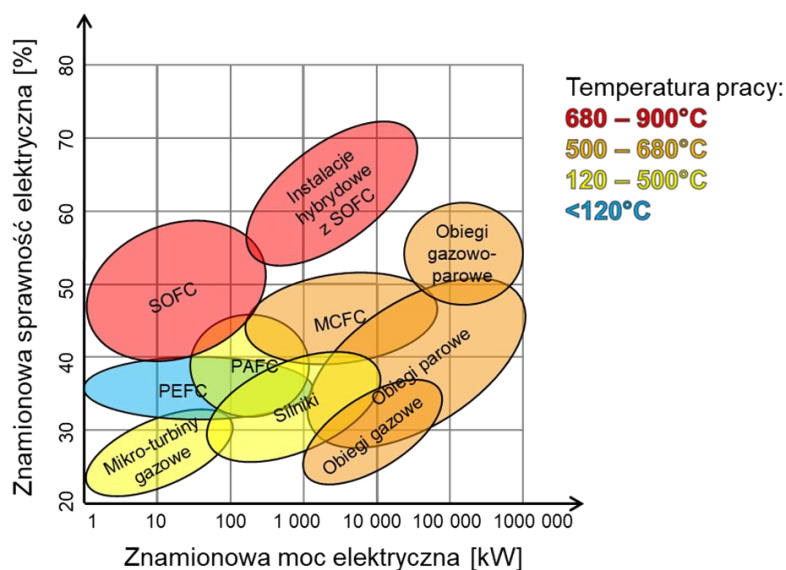
<sup>4</sup> Sadhukhan J., Zhao Y., Leach M., Brandon N. P., Shah N. – “Energy integration and analysis of SOFC based micro-CHP and other renewable systems using biomass waste derived syngas”

Zastosowana w układzie CHP technologia ogniw paliwowych zapewnia wszystkie te korzyści. Układy te charakteryzują się sprawnością elektryczną do 60% (LHV – *lower heating value*) i sprawnością całkowitą na poziomie 85-90% [5] [6], już w zakresie mocy pojedynczych kilowatów (1-5 kW). Osiągi układów opartych na technologii ogniw paliwowych są konkurencyjne w stosunku do pozostałych technologii, np. opartych na silnikach wewnętrznego spalania lub silnikach Stirlinga. Jednostki z ogniwami stałotlenkowymi są przy tym układami wielopaliwowymi. Dodatkowo biorąc pod uwagę straty przesyłu energii, oszczędności paliwa w przypadku energetyki rozproszonej są znaczące w stosunku do rozwiązań konwencjonalnych. *Rysunek 13 Porównanie efektywności produkcji energii elektrycznej instalacji energetycznych wraz z podziałem na moc źródeł* przedstawia dane, które bazują na rzeczywistych sprawnościach raportowanych dla instalacji z ogniwami PEFC, MCFC, SOFC oraz specyfikacji konwencjonalnych obiegów elektrowni oraz obliczeń symulacyjnych przy rygorystycznych założeniach. W zakresie mocy od 1 kW do 50 000 kW najlepszymi parametrami charakteryzują się instalacje SOFC i ich hybrydy.

---

<sup>5</sup> F. Baldi, L. Wang, M. Pérez-Fortes, F. Maréchal "A Cogeneration System Based on Solid Oxide and Proton Exchange Membrane Fuel Cells With Hybrid Storage for Off-Grid Application", *Frontiers in Energy Research*, 2019

<sup>6</sup> Kupecki J., Błesznowski M. – „Wielopaliwowe układy kogeneracyjne ze stałotlenkowymi ogniwami paliwowymi (SOFC)”, *Przegląd Gazowniczy* nr 2(74), czerwiec 2022



Rysunek 13 Porównanie efektywności produkcji energii elektrycznej instalacji energetycznych wraz z podziałem na moc źródła [7]

## 4. Analiza kosztów ciepła

### 4.1. Analiza LCOH i efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii zgodnie z wymaganiami konkursowymi

Opłacalność budowy instalacji kogeneracyjnej podyktowana jest parametrami technicznymi oraz ekonomicznymi. W tym celu przeprowadzona została ocena ekonomiczna Demonstratora przy wykorzystaniu modelu dostarczonego przez NCBR (Załącznik 3.2). Kluczowymi kryteriami oceny są:

- efektywności ekonomicznej,
- LCOH (ang. Levelized Cost of Heat).

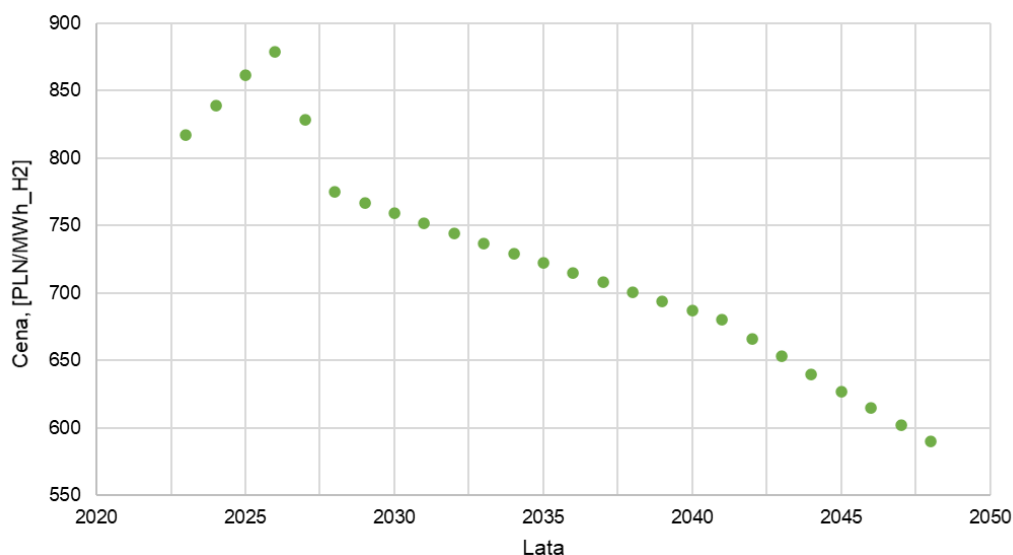
Wartości te wyznacza się na podstawie wydatków kapitałowych (CAPEX) i operacyjnych (OPEX). CAPEX obejmuje koszty budowy układu kogeneracyjnego na bazie ogniw paliwowych SOFC, opracowanie niezbędnych projektów i dokumentacji formalno-prawnych, pozwolenia na budowę, wykonanie przyłączy sieci ciepłowniczej i elektroenergetycznej, budowy magazynów wodoru i pozostałych kosztów administracyjnych (*Tabela 6 Koszty CAPEX*).

<sup>7</sup> Kupecki J., Błesznowski M. – „Wielopaliwowe układy kogeneracyjne ze stałotlenkowymi ogniwami paliwowymi (SOFC)”, *Przegląd Gazowniczy* nr 2(74), czerwiec 2022

Tabela 6 Koszty CAPEX

|  | Koszt                    |
|--|--------------------------|
| Układu kogeneracyjnego na bazie ogniw paliwowych SOFC  | 16 600 000,00 PLN        |
| Wykonanie przyłączy sieci ciepłowniczej i elektroenergetycznej (z opracowaniem niezbędnych projektów i dokumentacji formalno-prawnych do pozwolenia na budowę) | 750 000, 00 PLN          |
| Budowa magazynów wodoru  | 735 992,00 PLN           |
| Pozostałe koszty   | 350 000,00 PLN           |
| <b>Suma</b>  | <b>18 435 992,00 PLN</b> |

Natomiast OPEX obejmuje zakup i zużycie paliwa w układzie, sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej, naprawy, konserwację i przeglądy oraz dodatkowe koszty ogólne. Uśredniona ilość energii doprowadzonej w wodorze do układu wynosi 9 118,97 MWh. *Rysunek 14* przedstawia dostarczone przez NCBR prognozy cen na „zielony” wodór, który jest wykorzystywany w układzie przez 15 lat. Prognoza cen została zaimplementowana do modelu zgodnie z Wytycznymi NCBR.



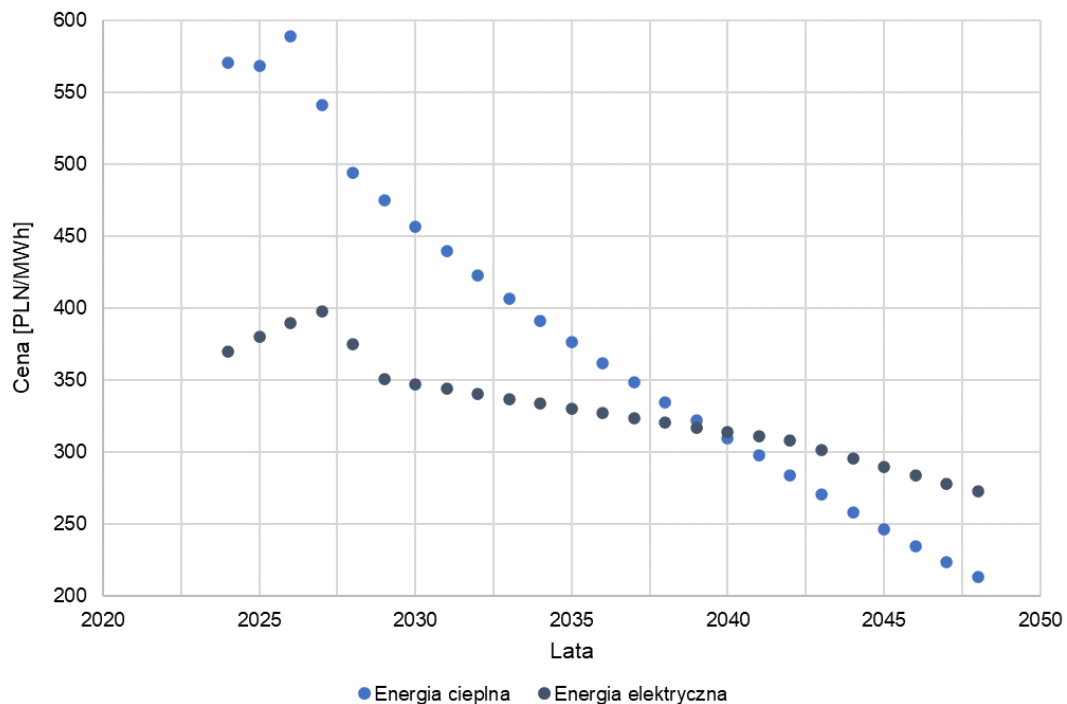
Rysunek 14 Prognoza cen "zielonego" wodoru zgodnie z danymi w wytycznych do modelu TRNSYS (NCBR)

Konserwacja i przeglądy systemu wynoszą 1% kosztów CAPEX systemu, czyli 184 359,92 PLN/rok. Na roczny koszt napraw w wysokości 350 359,92 PLN/rok składają koszty napraw układu kogeneracyjnego (2% kosztów CAPEX układu kogeneracyjnego) i pozostałych urządzeń (1% CAPEX). Narzut kosztów



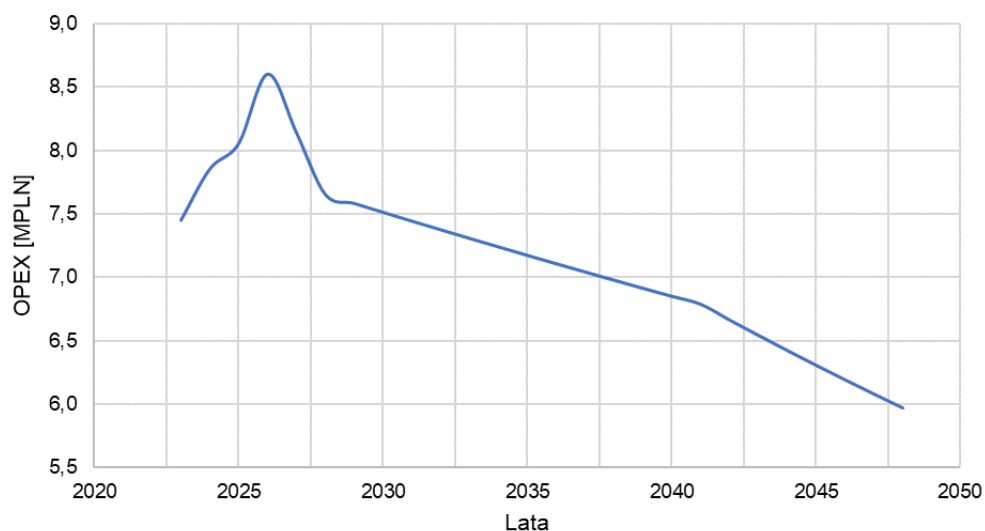
ogólnych i pozostałych wynosi 10% od kosztów paliwa, napraw, konserwacji i obsługi, czyli 53 471,98 PLN/rok.

Średnia ilość sprzedanej energii elektrycznej dla rynku wynosi 4 198,697 MWh. Natomiast energia cieplna w ilości 2 871,479 MWh/rok jest dostarczona do odbiorców ciepła. *Rysunek 15* przedstawia dostarczone przez NCBR w ramach wytycznych do modelu w programie TRNSYS prognozy cen sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej.



Rysunek 15 Prognoza ceny sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej (dane NCBR)

Sumę kosztów operacyjnych wytwarzania energii w układzie kogeneracyjnym na bazie SOFC na przestrzeni lat 2024 – 2048 zaprezentowano na *Rysunek 16*. Silny wpływ na koszty operacyjne ma paliwo - jego zużycie i cena, oraz koszty ogólne, które są de facto zależne od kosztów paliwa. **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.** przedstawia prognozowane koszty „zielonego” wodoru (zgodnie z Wytycznymi dostarczonymi przez NCBR). Widoczne jest podobieństwo w trendzie zmian kosztów OPEX oraz kosztu paliwa. Dobitnie widoczne jest to w prognozie dla roku 2026.



Rysunek 16 Koszty OPEX Demonstratora

Tabela 7 Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej i ciepła w latach 2024-2026

|                     |                          | j.m.    | 2024         | 2025         | 2026         |
|---------------------|--------------------------|---------|--------------|--------------|--------------|
| CIEPŁO              | Ilość sprzedanego ciepła | MWh     | 2 871        | 2 871        | 2 871        |
|                     | Cena sprzedaży           | PLN/MWh | 570,42       | 568,01       | 588,87       |
|                     | Wartość                  | PLN/rok | 1 637 954,37 | 1 631 015,05 | 1 690 932,09 |
| ENERGIA ELEKTRYCZNA | Ilość sprzedanej energii | MWh     | 4 211        | 4 198        | 4 198        |
|                     | Wartość                  | PLN/rok | 1 510 642,90 | 1 548 962,58 | 1 767 190,29 |

Efektywność ekonomiczna systemu Demonstratora bazuje na obliczeniach średniorocznych dla okresu 3 lat pracy układu. Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej i ciepłej oraz jej sprzedaż dla lat 2024-2026 zaprezentowano w *Tabela 7*.

Uśredniony koszt energii ciepłej, dla całego analizowanego okresu eksploatacji jednostki wytwórczej (15 lat), wyprodukowanej w układzie kogeneracyjnym wyniósł dla wariantu bazowego 437,47 PLN/MWh (121,52 PLN/GJ) a efektywność ekonomiczna -16 937 688,88 PLN.

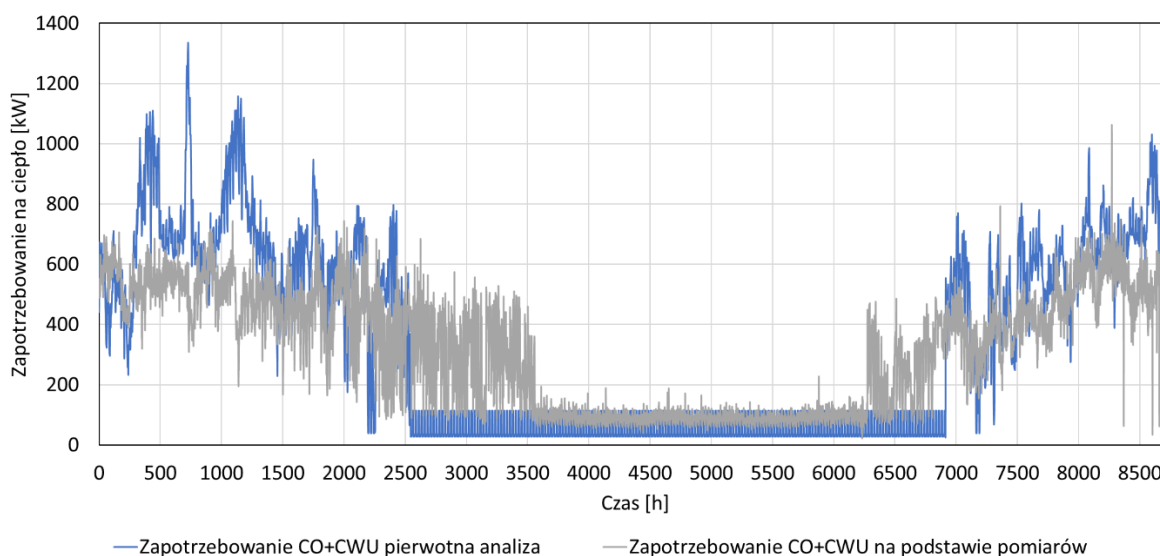
## 4.2. *Analiza LCOH i efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii zgodnie z rzeczywistymi danymi*

Analiza efektywności ekonomicznej oraz LCOH systemu micro-kogeneracji opartej na ogniwach paliwowych typu SOFC została przeprowadzona przez zespół IEn przy wykorzystaniu konkursowego arkusza kalkulacyjnego, który został dostarczony przez NCBiR i był wykorzystywany w ramach Etapu 1 realizacji prac w projekcie. Formuły obliczeniowe nie uległy zmianie. Aktualizacji zostało poddane jedynie:

- i. zapotrzebowanie na energię dla osiedla: z konkursowego na rzeczywiste,
- ii. CAPEX instalacji,
- iii. ceny energii elektrycznej,
- iv. ceny zakupu zielonego wodoru.

### **Krzywa zapotrzebowania na ciepło**

W celu urealnienia symulacji pracy elektrociepłowni krzywa zapotrzebowania na ciepło, zaproponowana przez NCBR, została zastąpiona rzeczywistym zapotrzebowaniem dla wybranych na potrzeby niniejszego przedsięwzięcia lokalach użytkowych. Dane stanowią odczyt z liczników ciepłej wody. System sterowania został dostrojony, w celu optymalnej pracy w nowych warunkach. W tym celu skorygowane zostały nastawy regulatorów wykorzystanych w symulacji. *Rysunek 17* przedstawia porównanie dwóch rocznych przebiegów zapotrzebowania wykorzystanych w konkursowej i urealnionej symulacji.



Rysunek 17 Porównanie zapotrzebowanie na ciepło w wariancie konkursowym (pierwotna analiza) oraz rzeczywistym – bazującym na odczycie liczników w lokalach użytkowych

## Media energetyczne – generacja i zapotrzebowanie

Wprowadzone modyfikacje wpłynęły w następujący sposób na zmianę zapotrzebowania Demonstratora na paliwo oraz ilość generowanej energii elektrycznej i ciepła:

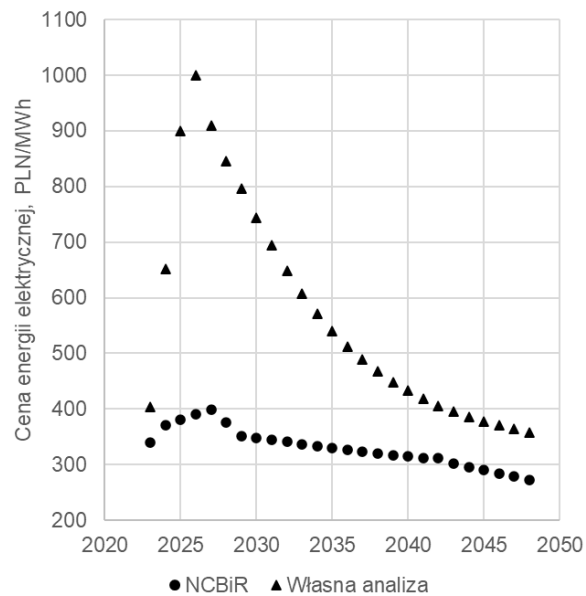
- zużycie wodoru z 9 118,97 na 8 519,26 MWh/rok,
- produkcja ciepła z 2 871,48 na 2 777,57 MWh/rok,
- produkcja energii elektrycznej z 4 198,70 na 4 168,02 MWh/rok.

## CAPEX instalacji

Wartość CAPEX instalacji wzrosła o 5.000 000 PLN z uwagi na wzrost kosztów wytworzenia kluczowych urządzeń, w szczególności stosów ogniwo SOFC. Po aktualizacji koszt instalacji wynosi 21 000 000 PLN. Wzrost kosztów jest efektem globalnych zakłóceń łańcuchów dostaw oraz wzrostu cen surowców energetycznych i materiałów, z uwagi na panującą w Ukrainie wojnę oraz sytuację epidemiczną COVID w krajach, portach, kluczowych z punktu widzenia logistyki transportu i produkcji.

## Ceny energii elektrycznej

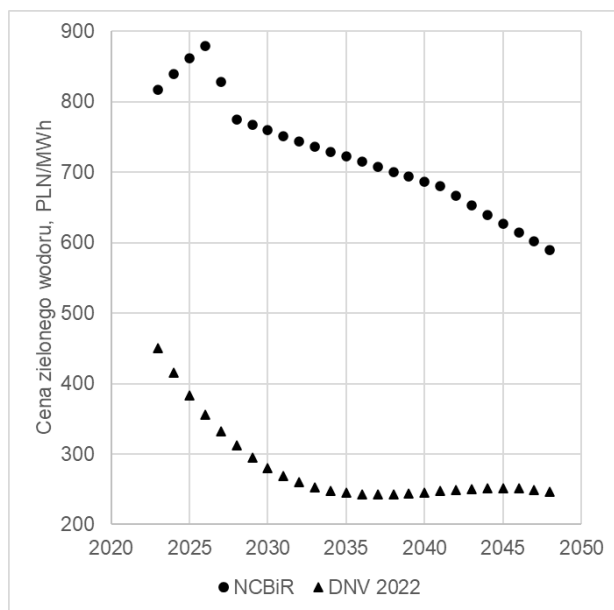
Ceny energii elektrycznej zostały zaktualizowane w oparciu o własną analizę rynkową cen energii elektrycznej i prognoz do 2050 roku. Pierwsze lata prognozy (maj 2021 – maj 2022) bazują na raportach TGE. Dane dotyczące historycznych, aktualnych i przyszłych cen zostały zaimplementowane do sieci neuronowej, która opracowała prognozę cen energii elektrycznej, z uwzględnieniem aktualnej sytuacji ekonomicznej na świecie. Autorski oraz konkursowy trend zmian energii elektrycznej przedstawiony jest na *Rysunek 18*.



Rysunek 18 Porównanie autorskiej i NCBR prognozy trendu zmian cen energii elektrycznej w Polsce

### Ceny „zielonego” wodoru

Zaktualizowane ceny zakupu „zielonego” wodoru bazują się na raporcie z 2022 roku „DNV – Hydrogen forecast to 2050. Energy Transition Outlook 2022”. Zgodnie z prognozą DNV ceny zielonego wodoru wynoszą od 5 USD/kgH<sub>2</sub> do 2 USD/kgH<sub>2</sub>, co odpowiednio wynosi 450,67 – 246,00 PLN/MWh. Cena wodoru w prognozie dostarczonej przez NCBR wynosiła od 817 PLN/MWh do 590 PLN/MWh. Ceny zakupu zielonego wodoru dla konkursowej i zaktualizowanej prognozy przedstawione są na Rys. X:



Rysunek 19 Porównanie autorskiej i NCBiR prognozy trendu zmian kosztu zakupu "zielonego" wodoru

Opisane zmiany zostały wprowadzone w arkuszu obliczeniowym Excel. Poniżej przedstawione są wyniki **analizy ekonomicznej przeprowadzonej zgodnie z wymaganiami i prognozami konkursowymi** oraz w oparciu o zaktualizowane dane, prognozy.

- Efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii w okresie trzech lat: -16 937 688,88 PLN
- LCOH: 437,47 PLN/MWh

#### Zaktualizowana analiza ekonomiczna:

- Efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii w okresie trzech lat: 132 932,19 PLN
- LCOH: 234,49 PLN/MWh

## 5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni

### Wstęp do zagadnień prawnych

Zagadnienia prawne dotyczące prezentowanego rozwiązania można podzielić na dwie części. Pierwszą, związaną z typową działalnością ciepłowniczą oraz wytwarzaniem energii i drugą dotyczącą zagadnień wodorowych.

Ramy prawne dla pierwszego zagadnienia są bardzo dobrze opisane w polskim prawie w szeregu aktów prawnych, dotyczących zarówno samego wytwarzania, budownictwa, ochrony środowiska, jak i kwestii konsumenckich. Zagadnienia te są szczegółowo opisane w odpowiednich przepisach, mających zarówno rangę ustaw, jak i rozporządzeń oraz aktów mniejszego rzędu.

Druga część, związana z prawem dotyczącym kwestii wodoru, jest w Polsce dopiero przedmiotem prac zarówno ciał ustawodawczych, jak i wykonawczych. Na dzień przygotowywania niniejszego opracowania data pojawienia się tego prawa w obiegu prawnym w Polsce została określona na koniec 2022 roku. Nowe prawo wodorowe trafi do parlamentu prawdopodobnie w pierwszym kwartale 2023 roku.

Możemy spodziewać się w tym zakresie intensyfikacji prac, co związane jest z bieżącą sytuacją międzynarodową. Przyspieszenie procesów związanych z niezależnością energetyczną Polski wydaje się kluczowe dla skutecznego zrealizowania planów unijnych w kwestii transformacji energetycznej oraz krajowego bezpieczeństwa energetycznego.

Ze względu na brak jednolitego dokumentu regulującego zasady projektowania, budowy i eksploatacji instalacji z SOFC (Konstytucja dla Wodoru/Prawo Wodorowe są obecnie w przygotowaniu) stosuje się wszelkie wytyczne i standardy zdefiniowane lub wynikające z poniższych dokumentów:

1. Norma PN-EN 61882:2016-07; Badania zagrożeń i zdolności do działania (badania HAZOP) -- Przewodnik zastosowań.
2. Polska Norma PN-EN 61511:2017-07; Bezpieczeństwo funkcjonalne -- Przyrządowe systemy bezpieczeństwa do sektora przemysłu procesowego. Norma PN-EN 31010:2010; Zarządzanie niezawodnością – techniki oceny ryzyka.
3. Norma PN-EN IEC 62282-7-2:2022-02 -- Technologie ogniw paliwowych -- Część 7-2: Metody badawcze -- Badania wydajności pojedynczych ogniw oraz stosów dla stałotlenkowych ogniw paliwowych (SOFC).
4. Norma PN-EN IEC 62282-8-201:2020 Technologie ogniw paliwowych Część 8-201: Systemy magazynowania energii wykorzystujące moduły ogniw paliwowych w trybie odwróconym. Procedury badań dla układów typu power-to-gas.

5. Markowski A. S. (red.): Bezpieczeństwo procesów przemysłowych, Politechnika Łódzka, 2017  
Borysiewicz M., Markowski A. S.: Kryteria akceptowalności ryzyka poważnych awarii przemysłowych, Warszawa, 2002  
CCPS: Layer of Protection Analysis. Simplified proces risk assessment, 2001  
CCPS: Guidelines for initiating event and independent protection layers in layer of protection analysis  
Exida: Safety Equipment Reliability Handbook.
6. Barnert T. (pod red. Kosmowski K. T.): Podstawy bezpieczeństwa funkcjonalnego: Określanie wymaganego poziomu nienaruszalności bezpieczeństwa w przemyśle procesowym, Gdańsk 2015.
7. Hartmann H., Scharpf E., Thomas H.: Practical SIL target selection. Risk analysis per the IEC 61511 safety lifecycle, Sellersville, 2012.

**Wśród aktów prawnych regulujących zagrożenia opisywane w niniejszym raporcie dobrych praktyk należy wymienić między innymi:**

- Ustawę z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,
- Ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne,
- Rozporządzenie taryfowe,
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 13 października 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii,
- Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej,
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 listopada 2021 r. w sprawie wartości referencyjnych oszczędności energii finalnej dla przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz w sprawie sposobu obliczania tych wartości,

Ważną rolę w systemie prawnym pełnią także akty europejskie. Warto w tym miejscu podkreślić, że polityka Unii Europejskiej w dziedzinie środowiska opiera się na zasadach ostrożności, działania zapobiegawczego i usuwania zanieczyszczeń u źródła, a także na zasadzie „zanieczyszczający płaci”. Wieloletnie unijne programy ochrony środowiska tworzą ramy przyszłych działań we wszystkich obszarach polityki w dziedzinie środowiska. Stanowią one część horyzontalnych strategii, a także są uwzględniane w międzynarodowych negocjacjach dotyczących środowiska. Polityka ochrony środowiska znalazła się ostatnio w centrum polityki UE, a Komisja Europejska uznała Europejski Zielony Ład za główny napęd jej strategii wzrostu gospodarczego.



Podstawy prawne tego działania to artykuły 11 i 191-193 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE). UE jest uprawniona do działania we wszystkich obszarach polityki w dziedzinie środowiska, takich jak zanieczyszczenie powietrza i wody, gospodarowanie odpadami i zmiana klimatu. Zakres tych działań wyznacza zasada pomocniczości oraz wymóg uzyskania jednomyślności w Radzie w takich sprawach jak kwestie budżetowe, zagospodarowanie przestrzenne miast i wsi, użytkowanie gruntów, zarządzanie ilościowe zasobami wodnymi, wybór źródeł energii oraz struktura dostaw energii.

Zasada „zanieczyszczający płaci” jest realizowana w dyrektywie w sprawie odpowiedzialności za środowisko, która ma na celu zapobieganie lub zaradzanie w inny sposób szkodom wyrządzanym środowisku naturalnemu, gatunkom chronionym i siedliskom przyrodniczym, szkodom dotyczącym wód i gleby. Podmioty gospodarcze prowadzące określoną działalność zawodową, taką jak transport substancji niebezpiecznych lub działalność, która wiąże się ze zrzutami do wody muszą w przypadku bezpośredniego zagrożenia dla środowiska przedsięwziąć środki zapobiegawcze. W przypadku, gdy szkoda już powstała, mają one obowiązek przedsięwziąć odpowiednie środki w celu jej zaradzenia i pokryć koszty tych działań. Zakres dyrektywy poszerzono trzykrotnie, aby objąć odpowiednio: gospodarkę odpadami powstającymi podczas wydobycia, działalność składowisk i bezpieczeństwo działalności związanej ze złożami ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarach morskich.

**Nowy program opiera się na celach Europejskiego Zielonego Ładu ustanawiając ramy umożliwiające osiągnięcie sześciu celów priorytetowych:**

- **osiągnięcie do 2050 r. celu redukcji emisji gazów cieplarnianych wyznaczonego na 2030 r. oraz neutralności klimatycznej – w ramach którego programu wpisuje się niniejsze przedsięwzięcie, tj. Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym,**
- wzrost zdolności adaptacyjnych, wzmocnienie odporności i redukcja podatności na zmianę klimatu,
- dążenie do modelu regeneracyjnego wzrostu, uniezależnienie wzrostu gospodarczego od wykorzystania zasobów i degradacji środowiska oraz przyspieszenie przejścia na gospodarkę o obiegu zamkniętym,
- osiągnięcie zerowego poziomu emisji zanieczyszczeń, w tym zanieczyszczeń powietrza, wody i gleby oraz ochronę zdrowia i dobrostanu Europejczyków,
- ochrona, zachowanie i przywrócenie różnorodności biologicznej oraz rozwój kapitału naturalnego (zwłaszcza powietrza, wody, gleby oraz ekosystemów leśnych, słodkowodnych, podmokłych i morskich),

- redukcja presji na środowisko i klimat związanej z produkcją i konsumpcją (zwłaszcza w dziedzinie energii, rozwoju przemysłowego, mieszkalnictwa i infrastruktury, mobilności i systemu żywnościowego).

Projekt Elektrociepłownia bardzo dobrze wpisuje się w powyższe założenia.

Ważne są również kwestie prawa polskiego, dotyczącego ochrony środowiska. „Rzeczpospolita Polska strzeże niepodległości i nienaruszalności swojego terytorium, zapewnia wolności i prawa człowieka i obywatela oraz bezpieczeństwo obywateli, strzeże dziedzictwa narodowego oraz **zapewnia ochronę środowiska, kierując się zasadą zrównoważonego rozwoju**”.

Środowisko zdefiniowane jest jako ogół elementów przyrodniczych, w tym także przekształconych w wyniku działalności człowieka, a w szczególności powierzchnię ziemi, kopaliny, wody, powietrze, krajobraz, klimat oraz pozostałe elementy różnorodności biologicznej, a także wzajemne oddziaływania pomiędzy tymi elementami” (zdefiniowane w art. 3 pkt 39 ustawy – Prawo ochrony środowiska).

#### **Akty prawne, dotyczące ochrony środowiska to m.in.:**

- ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska,
- ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody,
- ustawa z dnia 13 kwietnia 2007 r. o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie,

oraz szereg rozporządzeń m.in.:

- rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko,
- rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 17 kwietnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu informacji o prowadzonych ocenach oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko oraz strategicznych ocenach oddziaływania na środowisko,
- rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 23 grudnia 2010 r. w sprawie funkcjonowania Krajowej Komisji do spraw Ocen Oddziaływania na Środowisko oraz regionalnych komisji do spraw ocen oddziaływania na środowisko,
- rozporządzenia do ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody,

Odnosząc się do zagadnień prawnych warto podkreślić rolę prawa lokalnego, a także zagadnień społecznych. Przedsięwzięcia w obszarze nowych technologii są obarczone bowiem ryzykiem braku

zrozumienia lokalnego, co wskazuje na potrzebę komunikacji owych projektów, bazując zarówno na przepisach dotyczących samorządów oraz ich obowiązków w tym zakresie, jak i na wewnętrznej polityce Wykonawcy, związanej z budowaniem świadomości społecznej i zwiększaniu zainteresowania nowymi technologiami.

Mowa tutaj zarówno o komunikacji rozumianej jako ogłoszenia, komunikaty oraz oficjalne informacje samorządowe, bazujące na obowiązkach informacyjnych samorządu, jak również miękkich formach komunikacji za pomocą mediów, mediów społecznościowych czy współpracy z aktywistami. Zagadnienia te wykraczają jednak poza ramy opracowania prawnego, Wykonawca pragnie zaznaczyć je jako istotne dla całości funkcjonowania projektu, które warto mieć na uwadze.

## 6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii

Poniżej w tabeli przedstawiono zasadnicze elementy uwzględnione w harmonogramie budowy Demonstratora z ogniwami SOFC.

| L.p. | Nazwa zadania   | Czas realizacji | Uzgodnienia   |
|------|---|-----------------|---|
| 1.   | Przeprowadzenie procedury służebności gruntowej                             | 4 m-ce          | operat szacunkowy   |
| 2.   | Wykonanie projektu architektury (zagospodarowania działki)                  | 5 m-cy          | mapy  |
| 3.   | Wykonanie projektu przyłącza kablowego linii energetycznej S.N.             | 7 m-cy          | mapy, projekt, Decyzje administracyjne                                      |
| 4.   | Wykonanie projektu sieci ciepłowniczej                                      | 5 m-cy          | mapy, Decyzje administracyjne, służebności gruntowe                         |
| 5.   | Wykonanie projektu sieci wodociągowej                                       | 3 m-ce          | mapy, Decyzje administracyjne, służebności gruntowe                         |
| 6.   | Uzyskanie pozwolenia na budowę przyłącza kablowego linii energetycznej S.N. | 3 m-ce          | mapy, Decyzje administracyjne, służebności gruntowe, zakup mocy przesyłowej |
| 7.   | Budowa przyłącza energetycznego   | 3 m-ce          | zakup materiałów, roboty budowlane  |
| 8.   | Uzyskanie pozwolenia na budowę sieci ciepłowniczej                          | 2 m-ce          | Decyzje administracyjne,  |
| 9.   | Uzyskanie pozwolenia na budowę sieci wodociągowej                           | 2 m-ce          | Decyzje administracyjne,  |
| 10.  | Uzyskanie pozwolenia na budowę źródła ciepła (elektrociepłowni)             | 2 m-ce          | Decyzje administracyjne,  |

| L.p. | Nazwa zadania   | Czas realizacji | Uzgodnienia  |
|------|---|-----------------|--|
| 11.  | Budowa sieci ciepłowniczej zasilającej + przełączenia istniejącej sieci ciepłowniczej | 4 m-ce          | zakup materiałów, roboty budowlane   |
| 12.  | Budowa sieci wodociągowej   | 1 m-c           | zakup materiałów, roboty budowlane   |
| 13.  | Zajęcia pasa drogowego,   |                 | Decyzje administracyjne  |
| 14.  | Przekazanie placu budowy  | 1 m-c           | PGNiG, ORLEN-ENERGA, PGE, OPWiK, UDT, Nadzór Budowlany, Miasto Ostrołęka   |
| 15   | Wykonanie projektu układu kogeneracyjnego   | 4 m-cy          | Uzgodnienia projektowe, ATEX, certyfikacja   |
| 16   | Budowa stosu ogniw SOFC o mocy 0,48 MWe   | 17 m-cy         | Prace konstrukcyjne i montażowe  |
| 17   | Instalacja układu kogeneracyjnego we wskazanej lokalizacji                            | 1 m-c           | Decyzje administracyjne, roboty budowlane, prace montażowe   |
| 18   | Projekt instalacji magazynu wodoru  | 3 m-ce          | Decyzje administracyjne, UDT,  |
| 19   | Instalacja magazynów wodoru   | 6 m-cy          | <p>WNIOSEK</p> <p>W celu zarejestrowania urządzenia technicznego należy złożyć do Oddziału UDT wnioski o przeprowadzenie badania/zmianę danych urządzenia podlegającego dozorowi technicznemu/eksploatującego. Do wniosku należy dołączyć dwa komplety dokumentacji urządzenia (w języku polskim) dla każdego ze zgłaszanych urządzeń.</p> <p>WERYFIKACJA</p> <p>Właściwy Oddział UDT rozpatrzy wniosek bez zbędnej zwłoki. Po uzupełnieniu ewentualnych braków, Inspektor UDT przystąpi do badania odbiorczego. W celu przeprowadzenia badania, Inspektor UDT uzgodni ze zgłaszającym termin i miejsce badania oraz poda wymagania odnośnie sposobu jego przygotowania.</p> <p>BADANIE TECHNICZNE</p> |

| L.p. | Nazwa zadania                        | Czas realizacji | Uzgodnienia   |
|------|--------------------------------------|-----------------|---|
|      |                                      |                 | <p>Celem badania jest potwierdzenie, że urządzenie może być przekazane do bezpiecznej eksploatacji. Badanie odbiorcze jest wykonywane przez Inspektora UDT w obecności przedsiębiorcy eksploatującego urządzenie techniczne.</p> <p>DECYZJA</p> <p>Pozytywny wynik badania pozwoli Inspektorowi UDT na wydanie decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia. Na podstawie wydanej decyzji zostanie założona księga rewizyjna urządzenia - sposób jej dostarczenia zostanie uzgodniony.</p>   |
| 20   | Ruch próbny „na zimno” i „na ciepło” | 20 dni          | Raporty z rozruchu „na zimno” i „na ciepło”   |
| 21   | Odbiory                              | 5-30 dni        | <p>WNIOSEK</p> <p>W celu zarejestrowania urządzenia technicznego należy złożyć do Oddziału UDT wniosek o przeprowadzenie badania/zmianę danych urządzenia podlegającego dozorowi technicznemu/eksploatującego. Do wniosku należy dołączyć dwa komplety dokumentacji urządzenia (w języku polskim) dla każdego ze zgłaszanych urządzeń.</p> <p>WERYFIKACJA</p> <p>Właściwy Oddział UDT rozpatrzy wniosek bez zbędnej zwłoki. Po uzupełnieniu ewentualnych braków, Inspektor UDT przystąpi do badania odbiorczego. W celu przeprowadzenia badania, Inspektor UDT uzgodni ze zgłaszającym termin i miejsce badania oraz poda wymagania odnośnie sposobu jego przygotowania.</p> <p>BADANIE TECHNICZNE</p> <p>Celem badania jest potwierdzenie, że urządzenie może być przekazane do bezpiecznej eksploatacji. Badanie odbiorcze jest wykonywane przez Inspektora UDT w obecności</p> |

| L.p. | Nazwa zadania                              | Czas realizacji | Uzgodnienia   |
|------|--|-----------------|---|
|      |  |                 | <p>przedsiębiorcy eksploatującego urządzenie techniczne.</p> <p>DECYZJA</p> <p>Pozytywny wynik badania pozwoli Inspektorowi UDT na wydanie decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia. Na podstawie wydanej decyzji zostanie założona księga rewizyjna urządzenia - sposób jej dostarczenia zostanie uzgodniony.</p>   |
| 22   | Przyłączenie do sieci ciepłowniczej        | 6 m-c           | <p>Złożenie przez Wnioskodawcę do Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o. wniosku o określenie warunków przyłączenia źródła ciepła do sieci ciepłej wraz z kompletem załączników, w tym przede wszystkim:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- dokument potwierdzający tytuł prawny do korzystania z obiektu</li> <li>- plan zabudowy/szkic sytuacyjny obiektu w stosunku do istniejącej sieci ciepłowniczej oraz innych obiektów i urządzeń uzbrojenia terenu</li> <li>- ocenę wpływu przyłączanego źródła ciepła na warunki funkcjonowania systemu ciepłowniczego</li> </ul>   |
| 23   | Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej | 6 m-c           | <p>Złożenie przez Wnioskodawcę do PGE - OPERATOR SA aktualnego wniosku o określenie warunków przyłączenia wytwórczych urządzeń, instalacji lub sieci do sieci elektroenergetycznej wraz z kompletem następujących załączników</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) dokument potwierdzający tytuł prawny do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci (dopuszcza się złożenie dokumentu potwierdzającego tytuł prawny do korzystania z nieruchomości, na której będzie zlokalizowany obiekt),</li> <li>b) plan zabudowy na mapie sytuacyjno – wysokościowej lub szkic sytuacyjny, określający usytuowanie przyłączanego obiektu względem istniejącej sieci i obiektów sąsiednich,</li> <li>c) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o</li> </ul> |

| L.p. | Nazwa zadania | Czas realizacji | Uzgodnienia   |
|------|---------------|-----------------|---|
|      |               |                 | <p>warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we WNIOSKU, jeśli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia. Dokumenty te powinny być dostarczone w oryginale lub w postaci kopii poświadczonych za zgodność z oryginałem (przez organ wydający lub notarialnie),</p> <p>d) parametry techniczne, charakterystyka ruchowa i eksploatacyjna przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci w tym specyfikację techniczną jednostek wytwórczych,</p> <p>e) wypis z Krajowego Rejestru Sądowego lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej (dotyczy podmiotów gospodarczych),</p> <p>f) planowany elektryczny i topograficzny schemat wewnętrzny obiektu uwzględniający schemat stacji nn/SN.</p> <p>g) w przypadku stwierdzenia kompletności wniosku i dokonania wpłaty zaliczki, ENERGIA-OPERATOR SA potwierdza pisemnie złożenie wniosku (określając w szczególności datę złożenia wniosku), następnie określa warunki przyłączenia i przesyła je do Wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie.</p> <p>h) W okresie własności warunków przyłączenia (2 lata od dnia ich doręczenia) Wnioskodawca może podpisać umowę o przyłączenie obiektu do sieci elektroenergetycznej. Podpisanie umowy jest podstawą do rozpoczęcia realizacji procesu inwestycyjnego, którego efektem będzie przyłączenie obiektu do sieci elektroenergetycznej.</p> |

| L.p. | Nazwa zadania             | Czas realizacji | Uzgodnienia   |
|------|---------------------------|-----------------|---|
| 24   | Obrót energią elektryczną | 1 m-c           | Podpisanie umowy na obrót energią elektryczną z Energa Obrót SA |

## 7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni

### 7.1. Skalowalność

Opracowany w ramach projektu Demonstrator Technologii, zgodnie z wymaganiami Zamawiającego, będzie skalowalny w górę. Oznacza to, że bez potrzeby zmian integralnych elementów, które wchodziły w skład instalacji, układ będzie mógł zostać użyty w innych systemach elektrociepłowniczych do mocy zainstalowanej cieplnej na poziomie 20 MWt. W proponowanej technologii zastosowany zostanie system bazujący na stałotlenkowych ogniwach paliwowych. Modyfikacja skali nie będzie jednocześnie powodować zmian w samej technologii, a jedynie w rozmiarach lub liczbie zastosowanych urządzeń. Zwiększenie lub zmniejszenie mocy systemu możliwe jest poprzez dodanie kolejnego modułu ogniwa paliwowych lub odpowiednio jego wyłączenie. Zabieg ten nie wymaga wprowadzania dużych zmian w instalacji – potencjalna zmiana urządzeń peryferyjnych na urządzenia o większej przepustowości czy mocy.

### 7.2. Replikowalność

Opracowany system jest także spójny z istniejącymi rozwiązaniami, co pozwala na jego odwzorowanie w dowolnej lokalizacji (jedynym warunkiem jest dostępność odpowiedniej powierzchni, na której będzie mógł być umieszczony układ o zadanym, proporcjonalnym do instalowanej mocy i rozmiarze). Konieczne jest jedynie zastosowanie przyłącza energetycznego i ciepłowniczego do istniejącej wewnętrznej sieci dystrybucyjnej w danym obiekcie. Pozwala to na wykorzystanie opracowywanego w projekcie rozwiązania przez inne przedsiębiorstwa energetyki ciepłowniczej lub elektrociepłowniczej. Wymaganiem będzie jedynie zapewnienie odpowiedniej powierzchni pod projektowaną instalację na bazie SOFC.



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

Wraz z upływem lat atrakcyjność elektrociepłowni wyposażonej w ogniwa stałotlenkowe (SOC) będzie niewątpliwie rosła z uwagi na globalny wzrost produkcji energii z OZE i tym samym obniżenie kosztu zakupu zielonego wodoru. Sukcesywnie rosła będzie także rynek technologii wodorowych, co pozwoli obniżyć sumaryczny koszt wytworzenia takiej instalacji.

Oprócz walorów środowiskowych warto zaznaczyć, że stałotlenkowe ogniwa paliwowe (SOFC) nie wymagają zasilania wodorem klasy 5.0, mogą być także zasilane innymi paliwami m.in. metanem, propanem, mieszaninami hydro węglowymi czy amoniakiem. Umożliwia to szybką adaptację instalacji do aktualnej sytuacji na rynku paliw. Wielopaliwowość jest cechą szczególnie istotną w dobie transformacji sektora elektrociepłowniczego oraz odchodzenia od paliw kopalnych.

Należy także pamiętać, że instalacje z ogniwami SOC mogą pracować w dwóch trybach lub rewersyjnie, tzn. w trybie elektrolizy (SOE) wytwarzają wodór, a w trybie ogniwa paliwowego (SOFC) zużywają go wytwarzając energię i ciepło. Opcja sprzężenia układu kogeneracyjnego z instalacją OZE oraz jej dalsza rozbudowa o moduł elektrolizy wysokotemperaturowej, umożliwiłaby płynne dostosowywanie się do potrzeb przyszłego sektora energetycznego, gdzie wymagane będzie bezpieczeństwo dostaw, wysoka efektywność generacji, ekologia, wysoki współczynnik adaptacji do dynamicznych zmian zapotrzebowania oraz pełna integracja instalacji z wszystkimi lokalnymi uczestnikami rynku energii i ciepła.

Opracowany system jest spójny z istniejącymi rozwiązaniami, co pozwala na jego odwzorowanie w dowolnej lokalizacji. Jedynym warunkiem jest dostępność odpowiedniej powierzchni, na której będzie mógł być on umieszczony. Z uwagi na fakt, że opracowany w ramach projektu Demonstrator Technologii może być skalowalny w górę do mocy zainstalowanej cieplnej na poziomie 20 MWt, rozmiar instalacji może ulec zmianie adekwatnie do zamówionej mocy. Modyfikacja skali nie powoduje zmian w samej technologii, a jedynie w rozmiarach (większa moc lub przepustowość) lub liczbie zastosowanych urządzeń.

Zarówno technologia ogniw SOFC jak i sama instalacja kogeneracyjna charakteryzuje się dużą replikowalnością oraz wysokim stopniem adaptacji, integracji z istniejącymi obiegami technologicznymi, co pozwala na wykorzystanie opracowywanego w projekcie rozwiązania zarówno przez przemysł jak i inne przedsiębiorstwa energetyki ciepłowniczej lub elektrociepłowniczej.

## 8. Obliczenia

Wielowariantowe obliczenia numeryczne sprzężone z analizą ekonomiczną umożliwiły wyznaczyć optymalne kosztowo i technicznie rozwiązania oraz uszczegółwić koncepcję Demonstratora z modułem ogniw SOFC w zgodzie z wymogami konkursowymi. Dokładny opis instalacji wraz z modelem numerycznym opisany został w Rozdziale 3 wraz z prezentacją bilansu ciepła i energii elektrycznej w ujęciu rocznym. Natomiast Rozdział 4 opisuje przebieg i efekty przeprowadzonej analizy LCOH i efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii. Poniżej przedstawione są końcowe wyniki zrealizowanych prac. Efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii wyniosła w okresie pierwszych trzech lat od momentu startu jej budowy – 16 937 688,88 PLN a koszt LCOH wyniósł 437,47 PLN/MWh. Warto zaznaczyć w tym miejscu, że uśrednione koszty wytwarzania ciepła LCOH dla Demonstratora Technologii oraz efektywność ekonomiczna w postaci elektrociepłowni, której paliwem jest wodór wytworzony z OZE, silnie zależny od rynkowej ceny tego przyszłościowego nośnika energii.

Założono, że układ kogeneracyjny będzie podawany cyklicznym przeglądom, naprawom oraz konserwacji dwa razy do roku w okresach letnich. Wyliczone w arkuszu koszty napraw, konserwacji i przeglądów układu kogeneracyjnego oraz magazynów wodoru w wysokości 253 345,52 zł, pokryją koszty realizowanych w/w prac. Łączny czas przewidywanych tych prac nie przekroczy 336 godzin w roku. Roczny koszt paliwa wodoru z OZE: 6 588 646,07 zł. Czasy odstawień układu zostały uwzględnione w arkuszu kalkulacyjnych, w którym przyjęto czas pracy bloku w ilości 8 424 godzin w roku. Poniższa tabela prezentuje średnioroczny OPEX Demonstratora - Elektrociepłowni na bazie ogniw SOFC.

| L.p.                          | Nazwa zadania   | wartość                |
|-------------------------------|---|------------------------|
| 1                             | Średnioroczny koszt zakupu wodoru z OZE                   | 6 588 646,07 zł        |
| 2                             | Średnioroczny koszt na praw, konserwacji i przeglądów     | 253 345,52 zł          |
| 3                             | Średnioroczny koszt narzut kosztów ogólnych i pozostałych | 50 669,10              |
| <b>Szacowane koszty RAZEM</b> |   | <b>6 892 660,69 zł</b> |

## WARTOŚCI WYMAGAŃ KONKURSOWYCH

Arkusz zawiera wartości Wymagań Konkursowych, obliczone na podstawie uzupełnionych przez Wykonawcę danych w innych arkuszach tego skoroszytu.

|  |           |                        |                      |
|--|-----------|------------------------|----------------------|
| <b>Efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii</b> | <b>zł</b> | <b>(16 937 688.88)</b> | <b>PLN/ok 3 lata</b> |
| <b>LCOH</b>  | <b>zł</b> | <b>437.47</b>          | <b>PLN/MWh</b>       |

| Pozycja / w roku   |     | 2023          | 2024          | 2025          | 2026          |
|--|-----|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Sprzedaż ciepła i energii elektrycznej</b>            | PLN | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> |
| <b>B. Średnioroczne koszty operacyjne</b>                | PLN | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> |
| B.1. Zakup substratów                                    | PLN | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> |
| B.2. Zakup materiałów                                    | PLN | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> |
| B.3. Zakup energii elektrycznej                          | PLN | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> |
| B.4. Koszt pracy usług obcych                            | PLN | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> |
| B.5. Koszt pracy ze stawek godzinowych                   | PLN | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> |
| B.6. Pozostałe koszty                                    | PLN | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> |
| <b>Wynik ekonomiczny wytwarzania ciepła (rentowność)</b> | PLN | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> |
| C. CAPEX   | PLN | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> | <del>zł</del> |

W ramach niniejszego przedsięwzięcia obliczony został efekt ekonomiczny Demonstratora Technologii w okresie od 1 stycznia 2024 do 31 grudnia 2026r., zgodnie z metodologią określoną w Załączniku nr 3.2 do Regulaminu Konkursu. Konsorcjum wyznaczyło efektywność ekonomiczną Demonstratora Technologii z zastosowaniem poniższych reguł oraz wzoru:

$$EE = \sum_{i=1}^3 PRZYCHÓD_i - \left(\frac{3}{25} * CAPEX + \sum_{i=1}^3 OPEX_i\right)$$

*EE* efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii, obliczona za okres 3 lat od 1 stycznia 2024 r.,

*i* indeks wyliczeniowy przyjmujący wartości naturalne od 1 do 3,

*PRZYCHÓD<sub>i</sub>* całkowity przychód osiągnięty w związku ze sprzedażą ciepła Odbiorcom Końcowym, energii elektrycznej wypracowanych przez Demonstrator Technologii w roku *i*, przy czym do obliczenia przychodu ze sprzedaży ciepła należy użyć LCOH.

*CAPEX* nakłady inwestycyjne poniesione na realizację Demonstratora Technologii do momentu przekazania do eksploatacji; wartość CAPEX musi być równa kwocie przewidzianej przez Wnioskodawcę do wydatkowania na realizację Etapu II Przedsięwzięcia,

*OPEX<sub>i</sub>* nakłady operacyjne, w tym koszty dostaw paliw i energii, eksploatacji i przeglądów, napraw itp. Demonstratora Technologii, poniesione w roku *i*, obliczone z uwzględnieniem nakładów poniesionych w obszarach wytwarzania, dystrybucji oraz instalacji odbiorczych

## LCOH

W ramach konkursu ocenie podlegał także uśredniony koszt dostarczania ciepła Odbiorcom przez Demonstrator Technologii w okresie eksploatacji Demonstratora wynoszącym 25 lat poczynając od dnia 1 kwietnia 2024, obliczony zgodnie z metodologią określoną w Załączniku nr 3.2 do Regulaminu. Konsorcjum obliczyło uśredniony koszt ciepła w okresie eksploatacji wynoszącym 25 lat, korzystając z następującego wzoru:

$$LCOH = \frac{CAPEX_0 * \sum_{k=1}^{25} \frac{\delta_k}{25} + \sum_{k=1}^{25} (\delta_k * \frac{CAPEX_k + OPEX_k - REZ_k}{DYSK_k})}{\sum_{k=1}^{25} (\delta_k * \frac{EC_k}{DYSK_k})} \left[ \frac{PLN}{GJ} \right]$$

gdzie:

*LCOH* uśredniony koszt ciepła obliczony dla Demonstratora Technologii dla okresu 25 lat poczynając od 1 kwietnia 2024 roku,

$\delta_k$  współczynnik korekcyjny kosztów Demonstratora Technologii poniesionych w roku *k* od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego, obliczony przy użyciu wzoru:

$$\delta_k = \frac{EC_k}{EC_k + 2,5 * EL_k}$$

*K* indeks wyliczeniowy, określający rok, dla którego obliczane są składowe, przyjmujący wartość z zakresu od 1 do 25,

*CAPEX<sub>0</sub>* nakłady inwestycyjne poniesione na realizację Demonstratora Technologii do momentu przekazania do eksploatacji, w części; wartość *CAPEX<sub>0</sub>* nie może być niższa niż kwota wydatkowana przez Zamawiającego na realizację Etapu II Przedsięwzięcia;

*CAPEX<sub>k</sub>* nakłady odtworzeniowe, poniesione w czasie eksploatacji Demonstratora Technologii w roku *k* od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego, obliczone z uwzględnieniem nakładów poniesionych w obszarach wytwarzania, dystrybucji i instalacji odbiorczych w sposób opisany wzorem:

$$CAPEX_k = ODT_{WYT_k} + ODT_{DYS_k} + ODT_{ODB_k}$$

gdzie:

$ODT_{WYT}$  nakłady odtworzeniowe w obszarze wytwarzania, ponoszone z tytułu starzenia  $k$  się instalacji i urządzeń. Odtworzenie dotyczy składnika aktywów Demonstratora w całości w okresie jego eksploatacji w roku  $k$ , liczonym od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

$ODT_{DYS}$  nakłady odtworzeniowe w obszarze dystrybucji, ponoszone z tytułu starzenia  $k$  się instalacji i urządzeń. Odtworzenie dotyczy składnika aktywów Demonstratora w całości w okresie jego eksploatacji w obszarze przesyłu ciepła, poniesione w roku  $k$  liczonym od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

$ODT_{ODB}$  nakłady odtworzeniowe w obszarze instalacji odbiorczych, ponoszone z tytułu  $k$  starzenia się instalacji i urządzeń. Odtworzenie dotyczy składnika aktywów Demonstratora w całości w okresie jego eksploatacji w obszarze instalacji odbiorczych, poniesione w roku  $k$  liczonym od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego;

$OPEX_k$  nakłady operacyjne, w tym koszty dostaw paliw i energii, eksploatacji i przeglądów, napraw itp. Demonstratora Technologii, poniesione w roku  $k$  liczonym od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego, obliczone z uwzględnieniem nakładów poniesionych w obszarach wytwarzania, dystrybucji oraz instalacji odbiorczych w sposób opisany wzorem:

$$OPEX_k = PAL_{WYT_k} + OBS_{WYT_k} + NKO_{WYT_k} + PAL_{DYS_k} + OBS_{DYS_k} + NKO_{DYS_k} + PAL_{ODB_k} + O$$

gdzie:

$PAL_{WYT}$  koszt paliw i energii zużytych w obszarze wytwarzania Demonstratora Energii  $k$  w roku  $k$  licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

$OBS_{WYT}$  koszty konserwacji, przeglądów i napraw w obszarze wytwarzania  $k$  Demonstratora Energii w roku  $k$  licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,

|             |   |
|-------------|---|
| $NKO_{WYT}$ | narzut na koszty ogólne w obszarze wytwarzania Demonstratora Energii w $k$ roku $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,   |
| $PAL_{DYS}$ | koszty energii zużytej w obszarze przesyłu ciepła Demonstratora Energii w roku $k$ $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,  |
| $OBS_{DYS}$ | koszty konserwacji, przeglądów i napraw w obszarze przesyłu ciepła $k$ Demonstratora Energii w roku $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,                       |
| $NKO_{DYS}$ | narzut na koszty ogólne w obszarze przesyłu ciepła Demonstratora Energii w $k$ roku $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,                                       |
| $PAL_{ODB}$ | koszty energii zużytej w obszarze instalacji odbiorczych Demonstratora Energii $k$ w roku $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,                                 |
| $OBS_{ODB}$ | koszty konserwacji, przeglądów i napraw w obszarze instalacji odbiorczych $k$ Demonstratora Energii w roku $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,                |
| $NKO_{ODB}$ | narzut na koszty ogólne w obszarze instalacji odbiorczych Demonstratora $k$ Energii w roku $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego;                                |
| $REZ_k$     | wartość rezydualna środków trwałych, składowych Demonstratora Technologii, podlegających likwidacji w roku $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego,                |
| $EC_k$      | ilość energii cieplnej sprzedanej odbiorcom w roku $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego, wyrażona w MWh,  |
| $EL_k$      | ilość sprzedanej energii elektrycznej w roku $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego, wyrażona w MWh,  |
| $DYSK_k$    | współczynnik dyskonta wartości nakładów, wartości rezydualnych, kosztów i wartości wytworzonej energii, właściwy dla roku $k$ licząc od dnia 1 kwietnia do 31 marca roku kolejnego. |

## 9. Bezpieczeństwo

Wdrażanie technologii wodorowych ze względu na własności wodoru wymaga zapewnienia odpowiednich i uznanych zasad zachowania bezpieczeństwa. W chwili obecnej istniejące przepisy, kodeksy i standardy nie są doskonałe i posiadają braki w praktycznych definicjach wymagań bezpieczeństwa. Przykładem mogą być wnioski z prac finansowanych ze środków UE w projekcie "Prenormative research on safe indoor use of fuel cells and hydrogen systems"[8], który poświęcono kwestiom bezpiecznego użytkowania systemów ogniwi paliwowych zasilanych wodorem w pierwszych przewidywanych obszarach zastosowań tego typu instalacji. W ramach projektu zajęto się wygenerowaniem wiedzy naukowej i technicznej umożliwiającej opracowanie opłacalnych metod zapanowania nad zagrożeniami i stworzenia najnowocześniejszych wytycznych bezpieczeństwa. Wiedza na temat projektowania urządzeń i instalacji wykorzystujących wodór jest dopiero akumulowana i wymaga szeregu działań analitycznych i rzeczoznawczych, w celu stworzenia warunków do bezpiecznego stosowania technologii wodorowych. Przykładami takich działań warunkującymi bezpieczeństwo projektów dotyczących technologii wodorowych jest m.in. analiza ryzyka.

Analiza ryzyka powinna obejmować akceptowane przez przemysł oraz instytucje i agencje zajmujące się bezpieczeństwem przemysłowym sprawdzone, praktycznie procedury do oceny metod produkcji, transportu i wykorzystania wodoru. Ma to na celu obniżenie negatywnego wpływu ryzyka związanego z podejmowanymi działaniami w planowanym zastosowaniu wodoru jako paliwa.

Metodyka do realizacji działań w zakresie analizy ryzyka dotyczy działań służących przeciwdziałaniu i ograniczaniu ryzyka (zdefiniowanego w ISO 31000 jako efekt niepewności celów). Pozwala na identyfikację, ocenę i monitorowanie poziomu ryzyka w sposób jakościowy i ilościowy, najczęściej przy wykorzystywaniu odchylenia standardowego i współczynnika zmienności.

Z uwagi na charakterystykę wodoru należy zwrócić uwagę na wymienione poniżej ryzyka, które stanowią zagrożenie bezpieczeństwa wykorzystania wodoru. Są to między innymi następujące zagrożenia:

- palność,
- podatność materiałów ma kruchość wodorową,

---

<sup>8</sup> (HYINDOOR <https://cordis.europa.eu/article/id/157607-minimising-risk-of-hydrogen-technologies/pl>)

- przenikalność,
- wyciek wodoru,
- niskie temperatury w czasie transportu,
- wysokie ciśnienie dla transportu w postaci gazu sprężonego,
- mieszanina wodoru z innymi gazami,
- wybuchowość wodoru.

### **Palność**

Ze względu na niską temperaturę zapłonu wodoru, systemy wytwarzania, przechowywania oraz transportu wodoru powinny być poddane analizie ryzyka. Zaleca się wykonać HAZID i HAZOP podczas fazy projektowania, a dla złożonych systemów przydatna może być również analiza FMECA, HAZOP i LOPA przed pierwszym uruchomieniem. Celem wykonania wspomnianych analiz jest wykrycie krytycznych luk w systemach zabezpieczeń i obsługi, które mogą prowadzić do uwolnień i niepożądanych jego następstw.

### **Podatność materiałów na kruchość wodorową**

Kruchość wodorowa jest to forma korozji indukowanej przez atomy wodoru łączące się na poziomie sieci krystalicznej żelaza w cząsteczki wodoru, czemu towarzyszy wzrost ciśnienia oraz naprężeń w strukturze stali. Jest to proces, który może wystąpić w czasie od kilku godzin do czasu rzędu miesięcy. Kruchość wodorową dzielimy na: anodową – dotyczącą w przewodzie typowych stali konstrukcyjnych, oraz katodową – dotyczącą stali o podwyższonej wytrzymałości. Środkiem zaradczym w obu przypadkach jest stosowanie inhibitorów zapobiegających absorpcji wodoru na etapie przygotowania powierzchni [9].

### **Przenikalność**

Z uwagi na fakt, iż wodór jest pierwiastkiem o najmniejszej masie atomowej, jego cząsteczka ( $H_2$ ) ma silne właściwości przenikania przez struktury powierzchni go otaczających (np. ściany zbiorników), co będzie miało istotny wpływ na właściwości mechaniczne metali i stopów poprzez inicjację

---

<sup>9</sup> *Polskie Towarzystwo Cynkownicze* – <https://portal-cynkowniczy.pl/qa/26-co-rozumiemy-pod-pojciem-kruchosci-wodorowej/>



nieodwracalnych procesów destrukcyjnych na poziomie międzywęzłowym. Uszkodzenia mogą być spowodowane zasilaniem z zewnętrznego źródła, jak i z wewnętrznego (znajdującego się w „pułapkach” międzykrystalicznych).

Do takich procesów zalicza się m.in. zjawiska [10]:

- kruchości wodorowej (zmniejszenie plastyczności),
- pęknięcia spowodowanego wydzielaniem się wodoru (opóźnione pęknięcie, pęknięcie naprężeniowo-siarczkowe),
- pęcherzy wodorowych (tzw. rybie oczy, płatki śnieżne),
- ataku wodorowego (High Temperature Hydrogen Attack – HTHA).

### **Wyciek wodoru**

Ze względu na to, że wodór jest bezwonny, bezbarwny i bez smaku jego wyciek nie może być wykryty zmysłami ludzkimi. W porównaniu z wodorem, gaz ziemny jest także bezwonny, bezbarwny i nie posiada smaku, ale w warunkach przemysłowych dodaje się do niego siarkę zawierającą środek nawaniający o nazwie mercaptan, tak aby był wykrywalny przez ludzi. Obecnie wszystkie znane środki nawaniające zanieczyszczają ogniwa paliwowe. Jednakże przy tendencji wodoru do szybkiego unoszenia się, jego wycieki będą gromadzić się w górnych przestrzeniach pomieszczeń, gdzie mógłby stanowić zagrożenie wybuchowe w przypadku istnienia słabo wentylowanych przestrzeni. W związku z tym, w przemyśle często stosuje się czujniki wodoru wykrywające jego wycieki. Prowadzone są badania dotyczące innych metod, które mogłyby być stosowane do wykrywania wodoru: z zastosowaniem znaczników, technologii nowych środków nawaniających, zaawansowanych czujników wykorzystujących technologie wykrywania gazów lub ich wycieków, np. czujniki pracujące w paśmie promieniowania IR.

### **Niskie temperatury transportu**

Wodór w postaci ciekłej ma temperaturę  $-252\text{ }^{\circ}\text{C}$ , dlatego przy wyborze materiałów na zbiorniki, armaturę, uszczelnienia itp. konieczne jest stosowanie komponentów właściwych pod kątem

---

<sup>10</sup> Izabela Pietkun-Greber i Ryszard M. Janka: „Oddziaływanie wodoru na metale i stopy” *Proceedings of ECOpole*, Vol. 4, No. 2, 2010. <https://www.udt.gov.pl/fala-wstecznie-rozproszona>

możliwości izolacyjnych oraz potencjału do przenoszenia naprężeń ze względu na szok temperaturowy materiału.

### **Wysokie ciśnienia dla transportu w postaci gazu sprężonego**

Wodór podczas procesów technologicznych (elektroliza, oczyszczanie) jest transportowany w postaci gazowej i sprężany zgodnie z wymaganiami procesu. Wykorzystywane urządzenia powinny posiadać odpowiednie parametry oraz certyfikaty potwierdzające projekt, konstrukcję, próby lub inne badania na zgodność z normami lub przepisami prawa wystawionymi przez autoryzowane instytucje adekwatnie do przewidywanego zastosowania.

### **Mieszanki wodoru z innymi gazami**

W planowanych projektach transportu wodoru na większe odległości zakłada się możliwość przesyłu wodoru w mieszaninie innych gazów. W takim przypadku niezwykle ważne jest dostosowanie istniejącej infrastruktury przesyłowej (rurociągi, stacje sprężania do planowanych i bezpiecznych proporcji gazów) uwzględniając:

- granice palności w zależności od procentowej zawartości objętościowej wodoru w powietrzu przy 14,7 psi (1 atm, 101 kPa) wynoszą 4,0 oraz 75,0. Granice palności w zależności od procentowej zawartości objętościowej wodoru w tlenie przy 14,7 psi (1 atm, 101 kPa) wynoszą 4,0 oraz 94,0,
- granice wybuchowości wodoru w powietrzu wynoszą 18,3 do 59 procent w objętości,
- płomienie wewnątrz systemu rur, konstrukcji lub wokół mogą powodować turbulencje, które wywołują deflagrację przechodzącą w detonację, nawet w warunkach braku całkowitego zamknięcia.

Uwaga:

Dla porównania: Granica deflagracji benzyny w powietrzu wynosi od 1,4% do 7,6%, a acetyleny w powietrzu od 2,5% do 82%

Wybuchowość wodoru – bardzo szeroki zakres wybuchowości wodoru, prędkość rozprzestrzeniania się fali 3,15 m/s, kumulowanie się par w górnej części przestrzeni zamkniętych, a także wysoka zdolność do dyfuzji stanowią o konieczności zastosowania systemu wielopoziomowego detekcji wodoru (detektory aspiracyjne, ultradźwiękowe oraz płomienia), a także systemów wentylacji umożliwiających usunięcie oparów z przestrzeni zagrożonych wybuchem.

## **Wprowadzenie do bezpieczeństwa wodorowego**

Poniżej przedstawiona została ogólna charakterystyka działań mających na celu stworzenie bezpiecznego łańcucha powiązań technicznych w całym procesie logistycznym obejmującym wytwarzanie, magazynowanie i dostawy do odbiorców.

Konwersja energii elektrycznej do jej chemicznego równoważnika, tj. wodoru, powoduje znaczne straty energii, które muszą być zrekompensowane różnicą w koszcie zbilansowanej energii elektrycznej podczas analizowanych etapów konwersji. Istotnym założeniem w nadchodzącej transformacji energetycznej jest wytwarzanie wodoru z pomocą odnawialnej energii elektrycznej, wytwarzanej w godzinach nadwyżki produkcji odnawialnej. Wytworzony wodór może być potem konwertowany z powrotem na energię elektryczną w godzinach dużego zapotrzebowania i/lub niskiego poziomu wytwarzania energii elektrycznej przez źródła odnawialne.

Procedury bezpieczeństwa wdrażane w obiektach oraz systemach magazynowania wodoru powinny być odpowiednie do zaplanowanego sposobu oraz czasu magazynowania wodoru jako nośnika energii.

Wybór sposobu magazynowania w danym projekcie musi być ściśle powiązany z przewidywanymi sposobami wykorzystania wodoru (np. aplikacja statyczna lub mobilna) oraz konwersji wodoru na wymagane postacie energii tj. mechaniczną lub elektryczną. Wymagania do magazynowania dużych ilości wodoru np. na potrzeby energetyki będą zobowiązywały do szeregu prac badawczo-rozwojowych np. ze względu na konieczność długotrwałego przechowywania w długim cyklu. Wodór będzie zwykle używany do szczytowego wytwarzania energii elektrycznej w okresach o dużym zapotrzebowaniu, w połączeniu z niską produkcją odnawialną. Podsumowując, w przypadku przemysłowego wykorzystania wodoru jako konwertowalnego nośnika w łańcuchu wartości energii elektrycznej zapewnienie bezpiecznego długoterminowego przechowywania dużych ilości wodoru oraz jego transport lub przesył, jak i zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa są warunkami szczególnego znaczenia.

## **Bezpieczeństwo transportu skroplonego wodoru luzem**

Transport dużych ilości wodoru określany jako „transport wodoru luzem”, domyślnie kojarzony z transportem wodoru drogą morską, wymagać będzie spełnienia szeregu wymagań technicznych w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa. IMO na Sesji MSC w dn. 26.11.2016 r. przyjęło Rezolucję pt. *Interim Recommendations For Carriage Of Liquefied Hydrogen In Bulk MSC 97/22/Add.1*, która zawiera rekomendowane wytyczne do stosowania przy projektowaniu i budowie statków przeznaczonych do

transportu skroplonego wodoru. Zasadniczym wymaganiem jest, aby statki do transportu skroplonego wodoru spełniały mające zastosowanie wymagania Kodeksu IGC oraz dodatkowo wytyczne zawarte w w/w Rezolucji. Statek spełniający takie wymagania powinien nosić nazwę liquefied hydrogen carrier.

### **Zagrożenia pożarowe, zapobieganie pożarom i wybuchom**

Wszystkie instalacje techniczne, w których wodór jest wykorzystywany jako nośnik energii – konwertowany lub magazynowany, stwarzają zagrożenie pożarowe i wybuchowe. W każdym przypadku wykorzystania wodoru w zastosowaniach przemysłowych wymagane jest przeprowadzenie zdefiniowanych dla danej aplikacji analiz ryzyka, zarówno w aplikacjach stacjonarnych, jak i mobilnych w oparciu o normy i standardy zgodne z wymaganiami prawa i przy wykorzystaniu dedykowanych norm technicznych.

### **Cechy pożaru wodorowego**

Wymienić można następujące cechy pożaru wodorowego:

- Wodór spala się w wysokiej temperaturze, jednak zasadniczo wydziela mniej promieniowania cieplnego niż propan lub inne węglowodory (np. dla wodoru tylko około 10% ciepła zostaje wypromieniowywane przy porównywalnej wielkości płomienia).
- Płomienie wodoru są bezbarwne lub prawie bezbarwne, co utrudnia wykrycie źródła pożaru wodoru.
- Nawet stosunkowo małe pożary wodoru są bardzo trudne do ugaszenia. Jedynym niezawodnym podejściem do gaszenia pożaru jest odcięcie źródła zasilania wodorem.

Podczas oceny zagrożeń pożarowych dla instalacji wodorowych należy zwrócić szczególną uwagę na właściwości wodoru, takie jak ciepło spalania, szybkość spalania i granice palności, gdyż zasadniczo różnią się od wartości dla innych gazów palnych, np. gazów węglowodorowych.

### **Usuwanie wodoru gazowego z zaworów upustowych/ bezpieczeństwa**

Niska energia zapłonu i szeroki zakres palności stanowią poważne zagrożenie pożarowe podczas wylotu wodoru do atmosfery z zaworów upustowych/ bezpieczeństwa zbiorników magazynowych. Kontakt „chmury” wodoru ze źródłem zapłonu nawet przy niewielkim stężeniu może spowodować cofnięcie się płomienia do otworu wylotowego, dlatego na otworach wylotowych wodoru z zaworów upustowych stosuje się urządzenia zapobiegające cofnięciu się płomienia.

## **Wentylacja pomieszczeń**

Niska gęstość i wysoka dyfuzyjność wodoru przyczyniają się do zmniejszenia możliwości tworzenia się atmosfery łatwopalnej w otwartych przestrzeniach, jednak w pomieszczeniach zamkniętych często występuje zagrożenie powstania atmosfery wybuchowej. W związku z tym w przestrzeniach zamkniętych, w których może wystąpić mieszanina wodoru z powietrzem, stosuje się wentylację mechaniczną o odpowiedniej wydajności.

## **Sprzęt elektryczny i okablowanie**

W celu zminimalizowania ryzyka pożaru i wybuchu, w pomieszczeniach z instalacjami wodoru wymagana jest eliminacja jakichkolwiek źródeł zapłonu. W takich pomieszczeniach stosowanie instalacji elektrycznych ogranicza się do minimum, a niezbędne urządzenia elektryczne i okablowanie certyfikowane są jako typu bezpiecznego do stosowania w wybuchowej mieszaninie wodoru z powietrzem.

## **Elektryczność statyczna**

Energia zapłonu wodoru jest bardzo niska, przez co wodór może łatwo zapalić się pod wpływem elektryczności statycznej. Podczas projektowania instalacji z wodorem należy zwrócić szczególną uwagę na kwestie związane z elektrycznością statyczną, stosując odpowiednie zabezpieczenia.

## **Wykrywanie wycieków wodoru**

Wyciek wodoru w pomieszczeniach zamkniętych, oprócz zagrożenia powstania atmosfery wybuchowej, stwarza zagrożenie dla bezpieczeństwa osób znajdujących się w pomieszczeniu, gdyż może spowodować trudne do zauważenia zmniejszenie stężenia tlenu i związane z tym uduszenie. Wymusza zastosowanie stałych systemów wykrywania przecieków wodoru opartych na monitoringu i sygnalizacji alarmowej wzrostu stężenia wodoru w pomieszczeniach zamkniętych z instalacjami wodoru.

## **Wykrywanie pożaru wodoru**

W pomieszczeniach z instalacjami wodoru stosuje się stałe instalacje wykrywania i sygnalizacji pożaru z co najmniej dwoma typami czujek odpowiednich do wykrywania pożaru wodoru.

## **Gaszenie pożaru wodoru**

Do gaszenia pożaru wodoru w zamkniętych pomieszczeniach stosuje się gazowe systemy gaśnicze na dwutlenek węgla (CO<sub>2</sub>), natomiast do gaszenia pożaru na otwartej przestrzeni, np. stacji bunkrowania ciekłego wodoru, instalacje gaśnicze proszkowe.

Dla stałej instalacji gaśniczej na dwutlenek węgla stężenie gaśnicze CO<sub>2</sub>, zgodnie z normą NFPA 123, powinno wynosić co najmniej 75% objętości brutto chronionego pomieszczenia.

## *10. Informacje dodatkowe*

Wykonawca przygotowując niniejszy projekt przeanalizował i wziął pod uwagę założenia strategicznych dokumentów rządowych oraz planów Unii Europejskiej w zakresie polityki sektorowej dot. Energetyki i ciepłownictwa. Niniejszy projekt w całości uwzględnia potrzeby i obszary zaadresowane w w/w dokumentach, w szczególności związane z budowaniem własnej wartości intelektualnej i tworzeniem niezależnych polskich rozwiązań.

Poniżej przeanalizowane zostały aktualnie obowiązujące dokumenty strategiczne kształtujących rozwój rynku wodoru w Polsce.

### **Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 z perspektywą do 2030 r.**

Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 z perspektywą do 2030 r. została przyjęta przez Radę ministrów 14 lutego 2017 r. W aktualnie obowiązującym rządowym dokumencie strategicznym, w obszarze poświęconym energii znajduje się postulat wskazujący na konieczność zmian w energetyce, w celu zmniejszenia jej emisyjności co wynika z konieczności wdrażania polityki klimatycznej UE – m.in. zgodnie z zapisem: „(...) stale rosnący koszt korzystania z węgla jako źródła energii pierwotnej oraz konieczność zwiększania udziału energii ze źródeł odnawialnych w miksie energetycznym”.

### **Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030**

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (dalej KPEiK) został przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich na posiedzeniu w dniu 18 grudnia 2019 r. KPEiK przedstawia założenia i cele oraz polityki i działania na rzecz realizacji 5 wymiarów unii energetycznej tj.:

- 1) bezpieczeństwa energetycznego,

- 2) wewnętrznego rynku energii,
- 3) efektywności energetycznej,
- 4) obniżenia emisyjności,
- 5) badań naukowych, innowacji i konkurencyjności.

KPEiK wskazuje wodór jako jedno z alternatywnych paliw umożliwiających powstanie efektywnego energetycznie i niskoemisyjnego transportu. Osiągnięciu tego celu ma służyć udzielenie wsparcia dla innowacyjnych rozwiązań dla całego łańcucha infrastrukturalnego służącego szerokiemu zastosowaniu wodoru w gospodarce (także w sektorze energetycznym). Badania naukowe, wdrażanie innowacji i działania związane z rozwojem konkurencyjności gospodarki będą miały istotne znaczenie dla realizacji celów i polityk odwzorowanych w KPEiK. Aby maksymalizować korzyści, zasadne jest rozwijanie współpracy z Komisją Europejską i państwami członkowskimi Unii Europejskiej dotyczącej Strategicznego Planu w dziedzinie technologii energetycznych (SET-Plan). Jednym z głównych celów badań będzie określenie potencjału produkcji, wykorzystania oraz rozwoju technologii wodorowych w Polsce. W ramach opracowywanego projektu Programu Rozwoju Technologii Wodorowych, który jest odpowiedzią na rosnącą potrzebę ograniczenia udziału paliw konwencjonalnych na rzecz paliw alternatywnych, przewiduje się określenie podstawowych kierunków rozwoju potencjału technologii wodorowych.

Celem ww. prac jest poruszenie aspektów dotyczących produkcji, przesyłu, wykorzystywania i magazynowania wodoru biorąc pod uwagę istniejący system wsparcia oraz sytuację prawną na poziomie narodowym i unijnym. Ze względu na swoje właściwości wodór może być istotnym obszarem rozwoju polskiej gospodarki. Według Programu Rozwoju Technologii Wodorowych istnieją nowe, potencjalne możliwości wykorzystania wodoru w:

- 6) energetyce,
- 7) transporcie
- 8) sieci przesyłowej gazu ziemnego.

Wykorzystanie wodoru staje się istotnym kierunkiem badawczo-rozwojowym, dlatego planowane są działania wspierające obszary gospodarki wodorowej oraz działalności badawczo-rozwojowych.

## **Polityka Energetyczna Polski do 2040 r**

Rada Ministrów zatwierdziła „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.” – 2 lutego 2021 r. PEP2040 stanowi jasną wizję strategii Polski w zakresie transformacji energetycznej, tworząc oś dla programowania środków unijnych związanych z sektorem energii.

W PEP2040 podejmowane są strategiczne decyzje inwestycyjne mające na celu wykorzystanie krajowego potencjału gospodarczego, surowcowego, technologicznego i kadrowego oraz stworzenie poprzez sektor energii dźwigni rozwoju gospodarki, sprzyjającej sprawiedliwej transformacji.

W 2040 r. ponad połowę mocy zainstalowanych będą stanowić źródła zeroemisyjne. Szczególną rolę odegra w tym procesie wdrożenie do polskiego systemu elektroenergetycznego morskiej energetyki wiatrowej i uruchomienie elektrowni jądrowej. Transformacja wymaga również zwiększenia wykorzystania technologii OZE w wytwarzaniu ciepła i zwiększenia wykorzystania paliw alternatywnych.

Osiągnięcie przez Polskę celu w postaci neutralności klimatycznej do 2050 r. wymagać będzie przeprowadzenia transformacji energetycznej, która ma doprowadzić do zeroemisyjnego systemu energetycznego m.in. poprzez rozwój energetyki wiatrowej jako wiodącej spośród zielonych technologii. Zakładając przyszły rozwój produkcji zielonego wodoru istotną staje się informacja dotycząca planowanej skali jaką ma osiągnąć sektor OZE w Polsce. Generalny cel jaki postawiono w PEP2040 wobec OZE jest następujący w 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie co najmniej 23%:

- nie mniej niż 32% w elektroenergetyce (głównie en. wiatrowa i PV)
- 28% w ciepłownictwie (wzrost 1,1 pp. r/r)
- 14% w transporcie.

W ramach rozwoju OZE energetyka wiatrowa na morzu ma do 2030 r. osiągnąć moc zainstalowaną na poziomie ok. 5,9 GW w 2030 r., a w 2040 r. ta wartość ma się zwiększyć do ok. 11 GW. Natomiast w przypadku fotowoltaiki wzrost mocy zainstalowanych ma osiągnąć ok. 5-7 GW w 2030 r. i ok. 10-16 GW w 2040 r.

Dla przyszłości zielonego wodoru ważne jest także założenie, że w ramach procesu transformacji energetycznej mają powstać „(...) nowe gałęzie przemysłu współuczestniczące w przekształcaniach sektora energii” oraz „(...) rozwój transportu niskoemisyjnego, w szczególności dążenie do zeroemisyjnej komunikacji publicznej do 2030 r. w miastach pow. 100 tys. mieszkańców”.



Opisana w PEP2040 polska wersja transformacji energetycznej określa także przyszłą rolę wodoru. W przyszłości ma on stanowić:

- alternatywne wobec ropy naftowej paliwo dla transportu,
- narzędzie do dekarbonizacji przemysłu,
- wsparcie dla wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii (technologia magazynowania energii ower-to-x),
- wsparcie dla dekarbonizacji sektora gazowego (zastosowanie mieszaniny gazu ziemnego i wodoru).

W związku z powyższym oczekuje się rozwoju technologii wodorowych i całego rynku wodoru. Proces ten ma być wspierany przez „(...) sukcesywne prace regulacyjne oraz dostosowanie systemów wsparcia dla działań inwestycyjnych, badawczo-rozwojowych oraz budowy krajowego zaplecza technologicznego”. Konieczne jest wykorzystanie sprzyjających warunków dla rozwoju oraz finansowania technologii wodorowych tworzonych w ramach polityki UE (Europejski Zielony Ład, reforma europejskiego rynku gazu). W transporcie i dystrybucji wyprodukowanych wolumenów wodoru będzie wykorzystana m.in. istniejąca infrastruktura gazownicza. Założono, że do 2030 polska sieć gazownicza osiągnie zdolność do transportu mieszaniny zawierającej ok 10% gazów innych niż kopalniany gaz ziemny (biometan, zielony wodór).

### **Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 r. z perspektywą do 2040 r**

Rada Ministrów 2 listopada 2021 r. podjęła uchwałę ws. przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.” przedłożoną przez Ministra Klimatu i Środowiska. Polska Strategia Wodorowa jest dokumentem strategicznym, który określa główne cele rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce oraz kierunki działań potrzebnych do ich osiągnięcia. Dokument wpisuje się w globalne, europejskie i krajowe działania mające na celu budowę gospodarki niskoemisyjnej. Celem strategii jest stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej oraz jej rozwój na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki. Inwestycje w rozwój technologii wodorowych oferują rozwiązania umożliwiające obniżenie emisyjności w tych segmentach gospodarki, w których dekarbonizacja jest ekonomicznie nieuzasadniona lub niemożliwa w drodze elektryfikacji.

Dokument przewiduje opracowanie programów wsparcia budowy gospodarki wodorowej, przy czym pomoc ta obejmie wyłącznie wodór niskoemisyjny, tj. ze źródeł odnawialnych oraz powstały przy wykorzystaniu technologii bezemisyjnych. Uzyskanie wsparcia dla produkcji wodoru z paliw kopalnych

możliwe będzie wyłącznie pod warunkiem zastosowania technologii wychwytywania dwutlenku węgla (np. CCS/CCU).

### **Dyrektywy 2009/28/WE**

Konieczność rozwoju energetyki odnawialnej, wynika między innymi z postanowień Dyrektywy 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, która weszła w życie w czerwcu 2009 r. Zgodnie z tym dokumentem Polska powinna osiągnąć 15% udział energii elektrycznej z OZE w zużyciu energii elektrycznej brutto do 2020 r. Dążenie do osiągnięcia tego progu zostało potwierdzone w Krajowym Planie Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Racjonalizacja zużycia energii, surowców i materiałów wraz ze wzrostem udziału wykorzystywanych zasobów odnawialnych jest zgodna z założeniami polityki energetycznej kraju oraz dążeniem do minimalizacji emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza.

### **Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce**

Zawarcie Polskiego porozumienia wodorowego (dalej jako: Porozumienie) jest kontynuacją procesu, który rozpoczął się 7 lipca 2020 r. wraz z podpisaniem Listu intencyjnego o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej i zawarcia sektorowego porozumienia wodorowego (dalej jako: List intencyjny). Polskie porozumienie wodorowe stanowi wyraz woli administracji publicznej, przedstawicieli przedsiębiorców i nauki oraz jednostek otoczenia biznesu podjęcia wspólnych działań na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce. Wodór odgrywa istotną rolę w dążeniu do neutralności klimatycznej, zwiększania konkurencyjności polskich firm na rynkach międzynarodowych czemu towarzyszy wzrost znaczenia technologii wodorowych dla rozwoju gospodarki światowej. Gospodarka wodorowa jest rozumiana jako grupa technologii związanych z wytwarzaniem, przesyłem, magazynowaniem i wykorzystaniem wodoru w celu obniżenia emisyjności gospodarki.

Polskie porozumienie wodorowe stanowi odpowiedź na globalne wyzwania związane z przeciwdziałaniem skutkom zmian klimatu i w swojej treści proponuje szereg rozwiązań wpisujących się w transformację polskiej energetyki. Istotny wpływ na kształt niniejszego Porozumienia ma polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej ujęta w Europejskim Zielonym Ładzie (ang. Green Deal), na podstawie której Rada Europejska zatwierdziła wiążący dla UE cel zakładający ograniczenie emisji netto gazów cieplarnianych do 2030 r. o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z roku 1990, by do 2050 r. osiągnąć neutralność klimatyczną.

Wdrażanie polityk europejskich w obszarze gospodarki wodorowej ma stanowić jedno z działań na rzecz osiągnięcia ambitnych celów klimatycznych. Przyjęta w 2020 roku Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu (Strategia Wodorowa UE) potwierdza dążenie do wzrostu udziału wodoru w miksie energetycznym UE z obecnych 2% do 14% w terminie do 2050 r. Wykorzystanie wodoru odnawialnego umożliwi zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii, jednak w okresie przejściowym możliwa będzie produkcja wodoru niskoemisyjnego ze źródeł konwencjonalnych. W pierwszej fazie realizacji Strategii Wodorowej UE (2020 – 2024) jako cel strategiczny przyjęto osiągnięcie mocy elektrolizerów zasilanych energią z OZE na poziomie co najmniej 6 GW zdolnych do produkcji 1 mln ton wodoru rocznie. W fazie drugiej (2025 – 2030) wódór ma stać się nieodłączną częścią zintegrowanego systemu energetycznego, dzięki osiągnięciu 40 GW mocy elektrolizerów zdolnych do produkcji do 10 mln ton wodoru. W ostatniej fazie (do 2050 r.) zakładane jest osiągnięcie pełnej dojrzałości technologii wodorowych. Za najbardziej perspektywiczne uznano sektory przemysłu oraz mobilności. Wykorzystanie wodoru w przemyśle umożliwi częściowe zastąpienie paliw kopalnych do produkcji stali, amoniaku i produktów drzewa metanolowego. Potencjał wodoru został dostrzeżony w sektorach transportu, na początku we flocie pojazdów komunikacji miejskiej i ciężkich pojazdach drogowych, a w dalszej perspektywie możliwe będzie wykorzystanie wodoru w transporcie kolejowym oraz morskim i rzeczonym, a nawet w lotnictwie.

Powyższe działania stanowią wkład UE do realizacji globalnych porozumień klimatycznych, z których najważniejsze stanowi obecnie tzw. Porozumienie paryskie przyjęte podczas 21. Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21). Sygnatariusze Porozumienia paryskiego zobowiązali się do zatrzymania wzrostu średniej globalnej temperatury na poziomie poniżej 2 °C w stosunku do poziomów sprzed epoki przemysłowej, jednak przy założeniu, że wzrost nie wyniesie więcej niż 1,5 °C.

Zapisy Polskiego porozumienia wodorowego pozostają zgodne z przyjętymi przez Rząd RP dokumentami strategicznymi. Strategia Odpowiedzialnego Rozwoju zakłada wsparcie wykorzystania technologii wodorowych w obszarze energetycznym, transportowym i przemysłowym. Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2040 r., przyjętą przez Radę Ministrów 2 lutego 2021 r., podejmowane będą działania na rzecz rozwoju wodoromobilności oraz osiągnięcie zdolności transportu mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów zdekarbonizowanych (przede wszystkim wodoru i biometanu) w sieciach gazowych. Z kolei Krajowy plan na rzecz energii i klimatu wesprze działalność B+R w obszarze możliwości określenia produkcji i wykorzystania technologii wodorowych w Polsce, wykorzystania wodoru do rozbudowy mocy wytwórczych energii elektrycznej oraz stosowania wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie.

We współpracy z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, przedstawiciele sektora publicznego i prywatnego zawiązali grupy robocze, które podjęły prace nad identyfikacją dostępnych i nowych rozwiązań, potrzeb, barier rozwoju oraz oczekiwań społecznych związanych z wdrażaniem gospodarki wodorowej w Polsce oraz opracowały propozycje działań nakierowanych na stworzenie odpowiedniego otoczenia rynkowego i instytucjonalno-prawnego. Realizację zapisów Porozumienia umożliwi zaangażowane środki krajowych przekazanych przez sektor publiczny, jak i wkład Stron z sektora prywatnego przy wsparciu środków europejskich i międzynarodowych.

Porozumienie będzie stanowił kluczowy instrument wykonawczy Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. określając listę długofalowych działań, do realizacji których zobowiązują się Strony poprzez zaproponowane poniżej instrumenty organizacyjne, instytucjonalne, finansowe i legislacyjne. Przedstawiony pakiet działań umożliwi jednocześnie wydłużenie perspektywy strategicznej wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce jako nieodłącznej części polskiej energetyki po 2030 roku.

W ramach realizacji postanowień Listu intencyjnego Minister Klimatu i Środowiska powołał 7 grup roboczych, złożonych z przedstawicieli sektora publicznego i prywatnego, które zidentyfikowały istotną część potrzeb podmiotów gospodarczych i oczekiwań społecznych, a także barier rozwoju dostępnych rozwiązań w zakresie budowy gospodarki wodorowej.

Były to następujące grupy tematyczne:

- 9) Wdrożenie technologii wodorowych w energetyce,
- 10) Wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie,
- 11) Wsparcie dekarbonizacji przemysłu (przemysłowe zastosowanie wodoru),
- 12) Produkcja wodoru w nowych instalacjach,
- 13) Sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru,
- 14) Rozwój krajowego łańcucha wartości gospodarki wodorowej,
- 15) Edukacja i promocja.

Eksperti zrzeszeni w powyższych grupach przez niemal rok pro publico bono analizowali obecny stan zaawansowania rozwoju technologii, organizacji rynku i krajowego potencjału, opracowali propozycje działań ukierunkowanych na budowę rynku od strony popytowej oraz rekomendacje w zakresie stworzenia optymalnego otoczenia prawno-instytucjonalnego, służącego dynamicznemu rozwojowi gospodarki wodorowej w Polsce. W wyniku prac określono długofalowe działania mające na celu

realizację zaproponowanych rozwiązań, instrumentów prawnych, finansowych i instytucjonalnych, które zostały ujęte w 5 celach strategicznych:

- 16) Local content – polski wkład,
- 17) Badania i Rozwój (B+R),
- 18) Inwestycje,
- 19) Ludzie,
- 20) Współpraca.

Zgodnie z intencją Stron Porozumienie stanie się kluczowym instrumentem wykonawczym Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.

Podsumowując: Wykonawca w niniejszym projekcie wziął pod uwagę i uwzględnił wszelkie wymogi i strategiczne plany rozwoju polskiego sektora energetycznego i ciepłego a niniejszy projekt bezpośrednio odpowiada zapotrzebowaniu polskiego rynku i stanowi odpowiedź na wyzwania współczesnego świata, zapewniając z jednej strony redukcję emisji CO<sub>2</sub>, z drugiej czyste i efektywne źródło energii elektrycznej i ciepła.

## 11. Dane Wykonawcy

### 11.1. Dane adresowe oraz rejestrowe

**Nazwa pełna: CENTRUM BADAWCZO-ROZWOJOWE IM.M.FARADAYA SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ**

Adres siedziby: Al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk, Polska

Forma prawna: Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością

Data rejestracji: 16 stycznia 2015 r.

KRS: 0000539158

NIP: 5842739435

REGON: 360564465

**Nazwa pełna: INSTYTUT ENERGETYKI**

Adres siedziby: Mory 8, 01-330 Warszawa, Polska

Forma prawna: Instytut badawczy

KRS: 0000088963

NIP: 5250008761

REGON: 000020586

**Nazwa pełna: ENERGA CIEPŁO OSTROŁĘKA SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ**

Adres siedziby: Celną 13, 07-410 Ostrołęka, Polska

Forma prawna: spółka z ograniczoną odpowiedzialnością

Data rejestracji: 25 stycznia 2002 r.

KRS: 0000058898

NIP: 7580000309

REGON: 550398985

### *11.2. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej*

Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya (CBRF) zostało powołane jako jedno z głównych narzędzi realizacji Strategii Innowacji przyjętej przez Enerę na lata 2017-2020, z perspektywą 2025+. Podstawowym zadaniem CBRF jest inicjowanie nowych projektów, a także pozyskiwanie partnerów i środków na działalność badawczo-rozwojową CBRF jest zlokalizowane w LINTE<sup>2</sup> – unikalnym w skali europejskiej najnowocześniejszym laboratorium elektroenergetycznym w Polsce znajdującym się przy gmachu Politechniki Gdańskiej. Powstanie CBRF to jedna z pierwszych takich inicjatyw w Polsce. Siedziba CBRF zlokalizowana jest w Gdańsku, a więc w sercu wytwórczym grupy Energa, najbliższej aktywności grupy.

Centrum realizuje skutecznie projekty innowacyjne w obszarze energetyki, m.in. w obszarze wodoru, finansowane m.in. ze środków Narodowego Centrum Badan i Rozwoju. Uczestniczy aktywnie w inicjatywach Grupy Orlen oraz szerzej środowiska związanego z energetyką w Polsce.

Centrum Badawczo Rozwojowe im. M. Faradaya jest elementem sieci centrów Grupy Orlen, uczestnicząc w aktywnościach grupy. Stanowi także ośrodek stymulacji rozwoju innowacji w poszczególnych spółkach Grupy, współpracując bezpośrednio m.in. ze spółkami wytwarzającymi energię elektryczną, spółkami zajmującymi się Odnawialnymi Źródłami Energii oraz spółkami inwestycyjnymi.

W obszarach zainteresowania i działalności Centrum leżą przede wszystkim bezemisyjne technologie energetyczne i ciepłe oraz otoczenie tych technologii.

CBRF zatrudnia wykwalifikowaną kadrę oraz współpracuje z większością wiodących ośrodków naukowych i technologicznych w Polsce, pełniąc ważną rolę punktu koordynującego naukę z biznesem, promując nowe technologie, odkrycia, patenty i wynalazki polskich naukowców. Jednym z elementów owych działań jest bliska współpraca z Instytutem Energetyki, który stanowi wiodący ośrodek rozwoju zaawansowanych technologii wodorowych w Polsce.

Instytut Energetyki posiada szerokie kompetencje, wiedzę, zabezpieczony patentami i zgłoszeniami patentowymi IPR oraz zaplecze wytwórcze, aby podjąć się przedmiotowego przedsięwzięcia. Instytut Energetyki z siedzibą w Warszawie jest uznanym na arenie międzynarodowej dostawcą know-how i technologii w zakresie wysokotemperaturowych ogniw paliwowych i elektrolizerów, instalacji energetycznych, układów sterowania, regulacji i naboru danych układów przemysłowych, w tym obiektów sektora paliwowo-energetycznego. Instytut Energetyki dysponuje szeroką wiedzą ekspercką w zakresie pracy ujętym we wniosku projektowym. Instytut to cieszący się uznaniem ośrodek badawczy, który od lat angażuje swój kapitał intelektualny, środki finansowe oraz zespół pracowników naukowych i inżynierskich w projekty badawczo-rozwojowe. Celem tych projektów jest m.in. opracowanie technologii produkcji stosów stałotlenkowych ogniw elektrochemicznych, do których posiada prawa własności intelektualnej, w tym wynalazki i know-how. Instytut Energetyki dysponuje kadrą, wyposażeniem technicznym i doświadczeniem, które są odpowiednie do prawidłowej realizacji przedmiotowego projektu badawczo-rozwojowego. Poniżej przedstawiono wybrane projekty badawcze, w których Instytut Energetyki brał aktywny udział:

Akronim: BIOSTRATEG / BIO-CHP

Tytuł: Badania oraz przygotowanie do wdrożenia technologii wytwarzania energii i ciepła w kotłowni zasilanej zmikronizowaną biomasą

Okres realizacji: 2015-2019

Akronim: INNOCHEM / NEWSOFC

Tytuł: Nowe konstrukcje, materiały i technologie wytwarzania stałotlenkowych ogniw paliwowych

Okres realizacji: 2016-2019

Akronim: BIOFLEX

Tytuł: Czyste i elastyczne wykorzystanie nowych, trudnych paliw biomasowych do opalania jednostek w małej i średniej skali

Okres realizacji: 2016-2019

Akronim: MODYFIKATOR SPALANIA

Tytuł: Rozwój i wdrożenie do produkcji innowacyjnego sposobu intensyfikacji spalania paliw stałych  
Okres realizacji: 2019-2022

Akronim: SENEX

Tytuł: Innowacyjna technologia SeNeX ograniczania emisji zanieczyszczeń z kotłów rusztowych na węgiel kamienny  
Okres realizacji: 2019-2022

Akronim: BALANCE

Tytuł: Wzrost produkcji energii, paliw ze źródeł odnawialnych oraz poprawa elastyczności sieci dzięki wykorzystaniu odwracalnych procesów elektrochemicznych  
Okres realizacji: 2016-2019

Akronim: SO-FREE

Tytuł: Układy kogeneracyjne oparte na ogniwach SOFC: technologie energetyczne przyszłości  
Okres realizacji: 2021-2024

Akronim: NEWSOC

Tytuł: Stałotlenkowe ogniwa paliwowe SOFC i stałotlenkowe elektrolizery SOE nowej generacji (Next Generation solid oxide fuel cell and electrolysis technology)  
Okres realizacji: 2019-2022

### *11.3. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej*

ENERGA Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o. działa w branży ciepłowniczej od 1970 roku. Podstawowa działalność Spółki związana jest z przesyłem i dystrybucją oraz obrotem energii cieplnej na terenie Ostrołęki. Spółka posiada doświadczoną kadrę o wysokich kwalifikacjach, poświadczonych wymaganymi uprawnieniami oraz dysponuje własnym zapleczem produkcyjnym wyposażonym w nowoczesny sprzęt do wykonywania specjalistycznych prac z zakresu ciepłownictwa.

Sieć ciepłownicza miasta Ostrołęki, należąca do Energa Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o., obejmuje swoim zasięgiem ponad 90% obszaru miasta. Większość sieci wykonana jest w technologii preizolowanej. Wymiana pozostałych sieci kanałowych uwzględniana jest w rocznych planach inwestycyjnych Spółki w celu obniżania strat ciepła.

ENERGA Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o. nie posiada własnych źródeł ciepła pracujących na potrzeby systemu ciepłowniczego, jak również nie prowadzi eksploatacji zleconej źródeł ciepła stanowiących własność innych podmiotów. W skład systemu przesyłowych sieci ciepłowniczych Ostrołęki wchodzi sieci ciepłownicze wodne dwuprzewodowe oraz sieci ciepłownicze jednoprzewodowe parowe. Liczba



obsługiwanych węzłów wynosi 1 457 szt., w tym na majątku ENERGA Ciepło – 443 szt. Nośnikiem ciepła w sieciach wodnych jest woda gorąca o parametrach obliczeniowych 120/65°C i ciśnieniu do 1,6 MPa. Sieci wodne: magistralne, rozdzielcze i przyłącza, przesyłają czynnik grzewczy ze źródła ciepła do węzłów ciepłowniczych odbiorców zlokalizowanych w budynkach mieszkalnych i użyteczności publicznej na terenie miasta. Długość sieci ciepłowniczych wodnych wynosi 97,3 km, a zapotrzebowanie na moc cieplną w źródle ciepła 82,0 MW. Wyprowadzenie mocy ze źródła następuje siecią „P” (rok budowy – 1975, długość sieci 2620 m) o średnicy 400 mm i przepustowości ok. 985 t/h lub siecią „O” (rok budowy – 1975, długość sieci 619 m) o średnicy 800 mm i przepustowości do 5300 t/h. W normalnym układzie pracy ciepło do miasta przesyłane jest siecią „P” (w okresie, w którym przy danej temperaturze zewnętrznej przepustowość sieci „P” byłaby niewystarczająca dla zaspokojenia potrzeb miasta, uruchamiana jest sieć „O”). Aktualnie sieć „O” stanowi rezerwę na odcinku od ENERGA Elektrownie do Węzła Rozdzielczego (WR). Sieci magistralne i przesyłowe są w dobrym stanie technicznym. W ramach Programu 9.2 „Przebudowa sieci ciepłowniczej w ENERGA OPEC Sp. z o.o. w Ostrołęce w celu ograniczenia strat przesyłu” w latach 2011-2015 dokonano przebudowy głównych sieci wykonanych w technologii tradycyjnej kanałowych na technologię rur preizolowanych oraz zmiany technologii i materiałów izolacji termicznej napowietrznej sieci wodnej. Ogółem zmodernizowano 9 844 m sieci wodnej, w złym stanie są sieci kanałowe niskoparametrowe (dostawa ciepła z węzłów grupowych do odbiorców) oraz sieci kanałowe na terenie budownictwa mieszkaniowego jednorodzinne, gdzie występują problemy z umieszczeniem planowanych do przebudowy sieci w terenie ogólnodostępnym, szczególnie w przypadkach rezygnacji części dotychczasowych odbiorców z dostawy ciepła systemowego. Nośnikiem ciepła w sieci parowej jest para wodna o ciśnieniu 2,3 MPa i temperaturze 340/330°C. Zapotrzebowanie na moc cieplną w parze wynosi 10,5 MW. Parametry pary wodnej są stałe w ciągu całego roku. Sieci parowe o średnicy 200 mm („T3” – rok budowy 1975) i 250 mm („T1” – rok budowy 1975) przesyłają parę wodną do Okręgowej Spółdzielni Mleczarskiej w Piątnicy Zakładu Produkcyjnego w Ostrołęce (OSM) i Zakładów Mięsnych „Pekpol Ostrołęka” S.A. (ZMs) Długość sieci ciepłowniczej parowej wynosi 11 858 m. W normalnym układzie pracy przesył pary odbywa się siecią „T3”. Sieć „T1” stanowi rezerwę. Dostawa pary wodnej odbywa się bez zwrotu kondensatu. Sieć parowa jest w dobrym stanie technicznym. W ramach Programu 9.2 „Przebudowa sieci ciepłowniczej w ENERGA OPEC Sp. z o.o. w Ostrołęce w celu ograniczenia strat przesyłu” w roku 2015 dokonano zmiany technologii i materiałów izolacji termicznej w celu zmniejszenia strat przesyłu.

#### 11.4. Informacje o Zespole Projektowym

|  |   |
|--|---|
| Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego   | Jędrzej Chmielewski   |
| Obszar/-y za który Członek Zespołu Projektowego będzie odpowiedzialny w ramach Przedsięwzięcia   | Kierownik projektu  |
| Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego we wskazanym/-ych obszarze/-ach z zakresem obowiązków (opis pozwalający potwierdzić doświadczenie) | <p>Kierownik projektu odpowiedzialny za realizację po stronie Zespołu po stronie Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o. zajmujący się kierowaniem projektem Modułowa instalacja odwracalnych ogniw stałotlenkowych przewidziana do integracji z elektrownią przemysłową w celu poprawy elastyczności jej pracy i zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w sektorze elektroenergetycznym.</p> <p>Członek zespołów wewnętrznych, związanych z wodorem w ramach grupy Energa, zaangażowany w projekty wodorowe oraz innowacyjne w obszarze Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya oraz innych spółek grupy. Członek zespołów pracujących nad projektami wodorowymi zarówno krajowych jak europejskich.</p> <p>Współpracuje z samorządami oraz podmiotami naukowymi w zakresie identyfikacji potrzeb, doboru rozwiązań oraz prowadzenia projektów w obszarze innowacji w energetyce.</p> <p>Odpowiada również za rozwój projektów w obszarze komercjalizacji.</p> |
| Doświadczenie w danym obszarze/-ach łącznie [liczba miesięcy]  | 24  |
| Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego   | Marek Laskowski   |
| Obszar/-y za który Członek Zespołu Projektowego będzie odpowiedzialny w ramach Przedsięwzięcia   | Członek Zespołu po stronie Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o. odpowiedzialny w projekcie za budowę magazynu wodoru, dobór i integrację kluczowych komponentów Demonstratora Technologii. Odpowiedzialny za merytoryczną koordynację prac pozostałych konsorcjantów. Odpowiedzialny za opracowanie i skoordynowanie zakresu projektu, budżetu oraz harmonogram całego projektu. Odpowiedzialny za weryfikację kamieni milowych oraz odbiór produktów projektu.  |
| Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego we wskazanym/-ych obszarze/-ach z zakresem obowiązków (opis pozwalający potwierdzić doświadczenie) | Zawodowo z branżą energetyczną związany od 20 lat. Zajmował się zarządzaniem projektami inwestycyjnymi, a następnie innowacyjnymi. Był odpowiedzialny za pierwszy innowacyjny projekt grupy ENERGA, który spółka realizowała wspólnie z Instytutem Maszyn Przepływowych PAN. Zaawansowane technologie pozyskiwania energii – projekt dofinansowany przez NCBR w ramach Strategicznego Programu Badań Naukowych i Prac   |

|   |   |
|---|---|
|   | <p>Rozwojowych zadanie nr 4: "Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczych i innych". Wartość projektu 110 mln pln. W ramach projektu we współpracy z Instytutem Energetyki w Warszawie powstała pierwsza instalacji kogeneracyjna na ogniwa SOFC. Wybudował układ kogeneracyjny złożony z kotła biomasowego oraz turbiny ORC o mocy elektrycznej 0,240 MWe i mocy cieplnej 1,238 MWt w Żychlinie. W ramach projektu był członkiem Komitetu Strojącego i kierował zadaniami po stronie partnera przemysłowego. Członek zespołu badawczego projektu pt. Modułowa instalacja odwracalnych ogniw stałotlenkowych przewidziana do integracji z elektrownią przemysłową w celu poprawy elastyczności jej pracy i zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w sektorze elektroenergetycznym - projekt dofinansowany przez NCBR. Współautor kilku polityk i strategii badawczo-rozwojowych. Laureat Pierwszej Nagrody Prezesa Rady Ministrów za osiągnięcia naukowo-techniczne. Słuchacz studiów doktoranckich w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN. Członek Rady Naukowej Centrum Biogospodarki i Energii Odnawialnych Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego w Olsztynie.</p> |
| <p>Doświadczenie w danym obszarze/-ach łącznie [liczba miesięcy]</p>  | <p>120</p>  |
| <p>Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego</p>   | <p>Tomasz Golec</p>   |
| <p>Obszar/-y za który Członek Zespołu Projektowego będzie odpowiedzialny w ramach Przedsięwzięcia</p>   | <p>Odpowiedzialny za nadzorowanie kwestii formalno-prawnych związanych z projektem, monitorowanie prowadzonych prac zgodnie z harmonogramem projektu, wsparcie merytoryczne podczas prowadzenia prac badawczych.</p>  |
| <p>Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego we wskazanym/-ych obszarze/-ach z zakresem obowiązków (opis pozwalający potwierdzić doświadczenie)</p> | <p>Kierownik Pionu Ciepłego w Instytucie Energetyki. Prowadził 7 projektów we współpracy z wiodącymi ośrodkami badawczymi i firmami energetycznymi w Polsce, gdzie odpowiadał za realizację zadań badawczych za kwotę ok. 55 mPLN. Równolegle z pracami badawczymi prowadził prace badawczo-wdrożeniowe dla krajowej energetyki obejmujące: prace koncepcyjne, studialne oraz analizy techniczno-ekonomiczne poprzedzające decyzje inwestycyjne w energetyce oraz doradztwo przy wdrażaniu nowych technologii; wdrażanie własnych rozwiązań, takich jak palniki biomasowe, gazogeneratory oraz technologie niskoemisyjnego spalania węgla. Kierował Zadaniem 4 Programu Strategicznego NCBR, w ramach którego powstała pierwsza polska instalacja z ogniwami paliwowymi SOFC.</p>   |

|  |  |
|--|--|
| Doświadczenie w danym obszarze/-ach łącznie [liczba miesięcy]  | 462  |
| Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego   | Jakub Kupecki  |
| Obszar/-y za który Członek Zespołu Projektowego będzie odpowiedzialny w ramach Przedsięwzięcia   | Odpowiedzialny za obszar naukowy projektu, odpowiedzialny za zespół inżynierów realizujących prace obliczeniowo-numeryczne oraz koordynację obszaru naukowo-badawczego.  |
| Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego we wskazanym/-ych obszarze/-ach z zakresem obowiązków (opis pozwalający potwierdzić doświadczenie) | <p>Kierownik Centrum Technologii Wodorowych (CTH<sub>2</sub>) Instytutu Energetyki</p> <p>Kierownik i wykonawca prac w ponad 50 projektach z obszaru technologii wodorowych finansowanych przez KE, NCBR, NCN, MNiSW, DoE i DoS USA oraz bezpośrednio przez przemysł. Autor i współautor kilkudziesięciu ekspertyz na rzecz przemysłu, ponad 200 publikacji i wystąpień konferencyjnych, 6 patentów i zgłoszeń patentowych, w większości skomercjalizowanych wynalazków. Razem z zespołem współtworzył instalacje z ogniwami paliwowymi i elektrolizerami w Polsce oraz za granicą. Od 2017 roku profesor wizytujący w National Fuel Cell Research Center, University of California, Irvine w USA.</p> <p>W zakresie projektów NCBR, do najważniejszych zalicza się: NewSOFC, INNOCHEM NCBR New designs, materials and manufacturing technologies of advanced solid oxide fuel cells (2016-2019); BIO-CCHP, ERA-NET Bioenergy Nowoczesne instalacje trójgeneracyjne oparte na zgazowaniu biomasy, ogniwach paliwowych i chłodziarkach absorpcyjnych; Projekt Strategiczny NCBR Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolnych i innych (2010-2015).</p> |
| Doświadczenie w danym obszarze/-ach łącznie [liczba miesięcy]  | 168  |
| Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego   | Marek Skrzypkiewicz  |
| Obszar/-y za który Członek Zespołu Projektowego będzie odpowiedzialny w ramach Przedsięwzięcia   | Odpowiedzialny za nadzór budowy Demonstratora Technologii na etapie projektowania i wykonania instalacji oraz realizację kampanii eksperymentalno-pomiarowej.  |
| Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego we wskazanym/-ych obszarze/-ach z zakresem obowiązków (opis pozwalający potwierdzić doświadczenie) | Adiunkt i Zastępca Kierownika w Zakładzie Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych. Realizował prace z otoczeniem biznesu, z których najważniejsze to: PGE: Opracowanie technologii produkcji mikrokogeneracyjnych urządzeń ze stałotlenkowymi ogniwami paliwowymi (mCHP-SOFC) oraz technologii produkcji stosów stałotlenkowych ogniw paliwowych (SOFC) zasilanych gazem ziemnym   |

|  |  |
|--|--|
|  | <p>(autor i kierownik projektu (2019-2020)); ENERGA SA, Centrum Badawczo Rozwojowe im. Faradaya: - Umowa o wykonanie instalacji kontenerowej z ogniwami rSOC z dn. 28.06.2019 (kierownik projektu) w ramach realizacji projektu NCBR „Modułowa instalacja odwracalnych ogniw stałotlenkowych przewidziana do integracji z elektrownią przemysłową w celu poprawy elastyczności jej pracy i zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w sektorze elektroenergetycznym”; Konsorcjum Węglowe Ogniw Paliwowe (PGE Polska Grupa Energetyczna SA, Tauron Wytwarzanie SA, Kompania Węglowa SA, Katowicki Holding Węglowy SA). Kierownik prac w ramach wieloletniej współpracy przemysł – nauka (2011-2014).</p> <p>Projekt dotyczył rozwoju technologii stosów ogniw paliwowych zasilanych bezpośrednio paliwem węglowym (DC-SOFC).</p> |
| Doświadczenie w danym obszarze/-ach łącznie [liczba miesięcy]  | 168  |
| Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego   | Marcin Błesznowski   |
| Obszar/-y za który Członek Zespołu Projektowego będzie odpowiedzialny w ramach Przedsięwzięcia   | Członek zespołu po stronie Instytut Energetyki, koordynator przepływu informacji pomiędzy obszarem obliczeniowo-numerycznym, eksperymentalno-pomiarowym, ekonomicznym, projektowym i wykonawczym Demonstratora Technologii.  |
| Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego we wskazanym/-ych obszarze/-ach z zakresem obowiązków (opis pozwalający potwierdzić doświadczenie) | Adiunkt w Zakładzie Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych. Związany z tematyką stałotlenkowych ogniw elektrochemicznych od 15 lat. Autor/współautor kilkudziesięciu ekspertyz i opracowań na rzecz przemysłu. W zakresie projektów realizował jako członek zespołu lub kierownik projektu prace dotyczące modelowania numerycznego (NCN, NCBR, 6FP, 7FP), kampanii eksperymentalnych (NCBR, H2020, ERA-NET) oraz prac aplikacyjnych z zakresu stosu ogniw SOFC (NCBR, MNiSW). Autor rozprawy doktorskiej poświęconej technologii stałotlenkowych ogniw paliwowych oraz konstrukcji stosów ogniw SOFC pt. „Termodynamika i procesy transportowe w ogniwach paliwowych” (2018).  |
| Doświadczenie w danym obszarze/-ach łącznie [liczba miesięcy]  | 168  |
| Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego   | Konrad Motyliński  |
| Obszar/-y za który Członek Zespołu Projektowego będzie odpowiedzialny w ramach Przedsięwzięcia   | Członek zespołu po stronie Instytutu Energetyki odpowiedzialny za prace obliczeniowo-numeryczne.   |
| Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego we wskazanym/-ych obszarze/-ach z zakresem obowiązków (opis pozwalający potwierdzić doświadczenie) | Magister inżynier o specjalizacji energetyka (Politechnika Warszawska). Współautor ponad 20 artykułów poświęconych modelowaniu i testowaniu zarówno ogniw paliwowych ze stałym tlenkiem, jak i wysokotemperaturowych elektrolizerów.   |

|  |  |
|--|--|
|  | <p>Główne prowadzi działania naukowe związane są z analizą numeryczną wydajności od pojedynczych ogniw do kompletnych modułów opartych na SOC w układach energetycznych. Swoją wiedzę i doświadczenie z powodzeniem wykorzystał do realizacji prac numerycznych w kilku europejskich projektach związanych z technologią SOC, takich jak BALANCE, ONSITE, SOFCOM. Konrad Motyliński obecnie kończy pracę doktorską pt. „Dynamiczne modelowanie wydajności modułów do produkcji energii elektrycznej, ciepła i wodoru w oparciu o stałe ogniwa tlenkowe”.</p>   |
| Doświadczenie w danym obszarze/-ach łącznie [liczba miesięcy]  | 108  |
| Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego   | Maciej Bąkała  |
| Obszar/-y za który Członek Zespołu Projektowego będzie odpowiedzialny w ramach Przedsięwzięcia   | Członek zespołu po stronie Instytutu Energetyki odpowiedzialny za prace obliczeniowo-numeryczne.   |
| Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego we wskazanym/-ych obszarze/-ach z zakresem obowiązków (opis pozwalający potwierdzić doświadczenie) | <p>Magister inżynier o specjalizacji energetyka (Politechnika Warszawska).</p> <p>Zaangażowany w obliczenia numeryczne w ramach projektów krajowych i unijnych m.in. NCBiR: Umowa o wykonanie instalacji kontenerowej z ogniwami rSOC z dn. 28.06.2019 w ramach realizacji projektu NCBR „Modułowa instalacja odwracalnych ogniw stałotlenkowych przewidziana do integracji z elektrownią przemysłową w celu poprawy elastyczności jej pracy i zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w sektorze elektroenergetycznym”; VETNI: Opracowanie i wdrożenie systemu wysokosprawnego wytwarzania wodoru wysokiej czystości w elektrolizerze stałotlenkowym; SO-FREE: Solid oxide fuel cell combined heat and power: Future-ready Energy (Horizon 2020); Projekt przed-pilotażowy obejmujący analizę oraz weryfikację eksperymentalną zasilania amoniakiem stosów stałotlenkowych ogniw paliwowych SOFC do zasilania maszyn oraz pojazdów transport długodystansowego (NFOŚiGW - wsparcie ministra klimatu w zakresie realizacji polityki klimatycznej). Obecnie realizuje doktorat wdrożeniowy w obszarze stałotlenkowych ogniw elektrochemicznych.</p> |
| Doświadczenie w danym obszarze/-ach łącznie [liczba miesięcy]  | 33   |
| Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego   | Piotr Leputa   |
| Obszar/-y za który Członek Zespołu Projektowego będzie odpowiedzialny w ramach Przedsięwzięcia   | Koordynator projektu ze strony ENERGA Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o. W projekcie odpowiedzialny za prace związane z wyborem odpowiedniej  |

|   |  |
|---|--|
|   | <p>lokalizacji Demonstratora Technologii, uzgodnienie możliwości włączenia analizowanej elektrociepłowni w istniejącą sieć ciepłowniczą, pozyskanie odpowiednich zgód administracyjnych oraz nadzór nad budową Demonstratora w zakresie posiadanych uprawnień.</p>   |
| <p>Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego we wskazanym/-ych obszarze/-ach z zakresem obowiązków (opis pozwalający potwierdzić doświadczenie)</p> | <p>Związany z branżą energetyczną od 4 lat, z branżą budowlaną od ponad 10. Posiada Uprawnienia budowlane do kierowania robotami budowlanymi w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń ciepłych, wentylacyjnych, gazowych, wodociągowych i kanalizacyjnych bez ograniczeń. Czynny udział w pracach związanych z nadzorem nad inwestycjami realizowanymi przez Spółkę. Odpowiedzialny ze strony Spółki za projekt „Innowacyjne zmiennofazowe magazyny ciepła i chłodu”. Absolwent studiów podyplomowych z zakresu zarządzania projektami. Obecnie Kierownik Biura Rozwoju i Funduszy Europejskich. Słuchacz studiów doktoranckich w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN.</p> |
| <p>Doświadczenie w danym obszarze/-ach łącznie [liczba miesięcy]</p>  | <p>36</p>  |

## 12. Załączniki

Model numeryczny Demonstratora Technologii:

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