

## Opracowanie modelu obliczania emisji GHG w cyklu życia biowodoru produkowanego w technologii (bio)metan do wodoru i węgla

### Development of the model for calculating GHG emissions in the life cycle of hydrogen produced by (bio)methane to hydrogen and to carbon technology

Delfina Rogowska

*Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

**STRESZCZENIE:** Mając na względzie globalny trend poszukiwania paliw przyjaznych dla środowiska, w szczególności paliw niskoemisyjnych, zwrócono uwagę na technologię konwersji metanu do wodoru. W artykule przedstawiono sposób obliczania emisji GHG w cyklu życia biowodoru produkowanego poprzez pirolizę (bio)metanu. Technologia ta wydaje się przyszłościowa ze względu na fakt, że pozwala uzyskać zeroemisyjne paliwo. Podczas tego procesu otrzymuje się czysty wodór i stały węgiel. Węgiel może być wykorzystany przez wiele różnych gałęzi przemysłu, niekoniecznie jako paliwo. Zgodnie z dyrektywą 2018/2001 biopaliwo musi wykazać spełnienie założonego progu redukcji emisji GHG. Dlatego jest niezwykle ważne, aby oceniać każdą nową technologię pod kątem emisyjności produktu. Obliczenia zostały przeprowadzone zgodnie z metodyką ustanowioną w dyrektywie 2018/2001, a w szczególności zgodnie z dokumentacją systemu KZR INiG. Do przeprowadzenia oceny przyjęto następujące założenia: model jednostki przetwórczej oraz dane wejściowe do tego etapu zaczerpnięto z danych literaturowych; przyjęto, że surowiec stanowi biometan produkowany z bioodpadów; obliczenia dla etapu pirolizy przeprowadzono jako obliczenia wartości rzeczywistych, natomiast dla pozostałych etapów cyklu życia biowodoru przyjęto wartości standardowe z dyrektywy 2018/2001. Badania wykazały, że wodór może osiągnąć poziom 69% redukcji emisji GHG w porównaniu z paliwem kopalnym (jako odpowiednik paliwa kopalnego wykorzystano wartość 94 gCO<sub>2</sub>,eq/MJ). Jest to niewiele więcej niż wymagany próg 65%. Oznacza to, że podczas prac nad rozwojem tej technologii aspekty emisji GHG muszą być mocno brane pod uwagę.

Słowa kluczowe: LCA, biopaliwa, biowodór.

**ABSTRACT:** Bearing in mind the global trend of looking for environmental friendly fuels, in particular low carbon fuels, methane-to-hydrogen conversion technology was noticed. The process of calculation of life cycle GHG emissions from biohydrogen produced via (bio)methane pyrolysis was presented in the article. This technology seems to be future-proof in that it produces zero-carbon fuel. During this process, pure hydrogen and solid carbon are received. Carbon can be used in various branches of industry, not necessarily as fuel. According to the 2018/2001 Directive, biofuel has to achieve set GHG emission threshold. Thus it is extremely important to assess each new technology in terms of the emissivity of the product. The calculations were performed according to the methodology set out in the 2018/2001 Directive in particular according to the KZR INiG System documents. In order to carry out the assessment, the following assumptions were made: the model of the conversion unit and input data for this stage were obtained from literature data; the raw material was biomethane obtained from bio-waste; calculations for the pyrolysis stage were performed as actual values for the remaining stages of the life cycle of biohydrogen, the standard values from the 2018/2001 Directive were adopted. The research showed that hydrogen can reach 69% GHG emission saving in comparison to the fossil fuel (for the fossil fuel comparator the 94 gCO<sub>2</sub>,eq/MJ values was used). This value is slightly higher the required threshold of 65%. It means that GHG emission aspects need to be carefully taken into account when developing this technology.

Key words: LCA, biofuel, biohydrogen.

#### Otoczenie prawne wprowadzenia wodoru jako paliwa

W polityce energetycznej Unii Europejskiej wodór jest postrzegany jako przyszłościowe i perspektywiczne paliwo

(Ciechanowska, 2020; EU Energy Day, 2021). Ma on pomóc w realizacji pakietów klimatycznych, w tym w szczególności „Fit for 55” (Przedstawicielstwo KE w Polsce, 2021), który zakłada między innymi cel 13-procentowej redukcji emisji

---

Autor do korespondencji: D. Rogowska, e-mail: [delfina.rogowska@inig.pl](mailto:delfina.rogowska@inig.pl)

Artykuł nadesłano do Redakcji: 17.01.2022 r. Zatwierdzono do druku: 31.05.2022 r.

GHG przez zastosowanie energii odnawialnej wykorzystywanej we wszystkich rodzajach transportu do roku 2030. Cel ten ma zastąpić 14-procentowy cel dotyczący udziału energii ze źródeł odnawialnych. W związku z tym praca nad niskoemisyjnymi technologiami paliw silnikowych jest istotna ze względu na prawdopodobne zapotrzebowanie rynku.

Do powszechnego wykorzystania wodoru, czy to jako paliwa, czy do innych celów, konieczne jest wdrożenie nie tylko odpowiednich technologii jego produkcji, ale również systemu dystrybucji. Wodór może być dystrybuowany w mieszaninie z gazem ziemnym, jeśli są spełnione odpowiednie warunki techniczne (MKiŚ, Porozumienie sektorowe – gospodarka wodorowa). Jednak wtedy będzie możliwe tylko jego wykorzystanie i zaliczenie do celów energetycznych. Jeśli miałyby być stosowane powszechnie, w tym do celów transportowych, konieczne byłoby zbudowanie odrębnego systemu dystrybucji. Analiza w tym zakresie została wykonana przez firmę Guidehouse (Guidehouse, 2020). Analiza ta rysuje strategię budowy „autostrady wodorowej” do 2040 roku. Według tych przewidywań sieć wodorowa może zacząć się pojawiać w połowie lat 20. XXI wieku, osiągnąć 6800 km długości w roku 2030 i 23 000 km w roku 2040. Według szacunków Guidehouse (2020) możliwe jest wykorzystanie infrastruktury do dystrybucji gazu ziemnego (po modernizacji) i właśnie sieć wodorowa w 2040 roku będzie się składać w 75% z takiej infrastruktury, a tylko 25% będą stanowiły nowe rurociągi. Raport ten szacuje koszty tego przedsięwzięcia na poziomie 27–64 mld euro.

Wykorzystanie wodoru nie jest zapisane jedynie w strategii krajów UE – Rosja we wrześniu 2021 roku również ogłosiła strategię wodorową, która przewiduje rozwój trzech wodorowych klastrów i eksport 2 milionów ton wodoru do roku 2035 (SGS Inspire, 2021).

Również w Polsce wdrażana będzie strategia na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej (MKiŚ, Porozumienie sektorowe – gospodarka wodorowa). Eksperti pracujący nad strategią przedstawili propozycje działań ukierunkowanych na budowę rynku wodorowego od strony popytowej oraz rekomendacje w zakresie stworzenia optymalnego otoczenia prawnoinstytucjonalnego, tak aby zainicjować budowę tego sektora gospodarki.

W wyniku prac określono długofalowe działania ujęte w pięciu celach strategicznych:

- 1) *local content* – polski wkład;
- 2) badania i rozwój (B+R);
- 3) inwestycje;
- 4) ludzie;
- 5) współpraca.

Zgodnie z intencją stron porozumienie stanie się kluczowym instrumentem wykonawczym Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku.

Tu należy zwrócić uwagę, że zgodnie z dyrektywą 2018/2001, aby dane paliwo mogło zostać zaliczone do celu OZE, musi spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju zdefiniowane w artykule 29 tej dyrektywy. Jednym z kryteriów jest wykazanie redukcji emisji GHG względem odpowiednika kopalnego. W przypadku biopaliw ciekłych próg ten wynosi 50% dla instalacji uruchomionych przed 5 października 2015 roku, 60% dla instalacji uruchomionych pomiędzy 5 października 2015 roku i 1 stycznia 2021 roku oraz 65% dla nowych instalacji. Stąd kluczowe będzie opracowywanie niskoemisyjnych paliw silnikowych, spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju.

### Emisja GHG biowodoru w cyklu życia

Obecnie najszybciej wchodzącą na rynek technologią otrzymywania wodoru jest elektroliza wody. Jednak aby zgodnie z wymaganiami dyrektywy (Dyrektywa 2018/2001) taki wodór mógł być zaliczony do realizacji celu OZE, musi być produkowany z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych. W praktyce mówimy tu o energii wiatru oraz solarnej. Niestabilność tych źródeł rodzi kolejne wyzwania związane z magazynowaniem paliwa tych energii i z nieprzewidywalnością dostaw. Tu warto zaznaczyć, że wodór pozyskany w ten sposób zaliczany jest do kategorii odnawialnych paliw ciekłych i gazowych pochodzenia niebiologicznego i musi wykazać spełnienie minimum 70% redukcji emisji GHG względem odpowiednika kopalnego. Ze względu na brak znormalizowanej metodyki wyliczania tej redukcji trudno ocenić, czy osiągnięcie tego progu będzie realne.

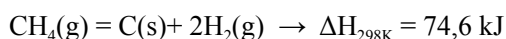
W przemyśle funkcjonują również inne metody produkcji wodoru, jednak emisyjność uzyskanego produktu nie w każdym przypadku jest wystarczająca z punktu widzenia spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju. Problem ten przedstawiono w pracy Berdechowskiego (2019). Według przeprowadzonych szacunków wodór z biometanu otrzymywanego w biogazowni charakteryzuje się redukcją emisji GHG na poziomie 77,8%, wodór ze zgazowania resztek drzewnych – na poziomie 8,43%, a wodór z piroreformingu gliceryny surowej nie wykazuje ograniczenia względem odpowiednika kopalnego, gdyż jego emisyjność jest ponad dwukrotnie wyższa niż w przypadku paliw kopalnych. Obliczenia te przeprowadzono zgodnie z metodyką RED I (Dyrektywa 2009/28/WE). Również inne technologie produkcji wodoru z biomasy z wykorzystaniem procesu reformingu wykazują wysoką energochłonność (Li et al., 2020).

Kolejną dość powszechną metodą otrzymywania wodoru jest reforming gazu ziemnego. Jest to metoda stosowana w rafineriach ropy naftowej do produkcji wodoru (Das et al., 2021) wykorzystywanego następnie w wodorowych procesach

przerobu ropy i produkcji między innymi komponentów paliw silnikowych. Ta technologia jest również przedmiotem badań, szczególnie w kontekście wychwytywania powstającego w procesie CO<sub>2</sub> i jego wykorzystania (Antonini et al., 2020).

Interesującą technologią produkcji wodoru jest piroliza metanu. Jak wykazało rozeznanie przeprowadzone w pracy Wojtasika et al. (2021), prace nad tą technologią podejmuje wiele ośrodków badawczych, zarówno z wykorzystaniem katalizatorów, jak i opierając się na procesie termicznym. Opracowanie modelu obliczania emisji GHG i ocena uzyskanych wyników w zakresie emisyjności wodoru otrzymanego zgodnie z tą technologią jest przedmiotem niniejszej publikacji. Artykuł dotyczy procesu konwersji metanu do wodoru, natomiast jeśli do procesu wykorzystany zostanie biometan – uzyskany zostanie biowodór. Z technologicznego punktu widzenia oraz ze względu na emisyjność samego procesu konwersji nie ma znaczenia, czy zastosowano metan czy biometan. Ocenie na zgodność z dyrektywą (Dyrektywa 2018/2001) podlega biowodór.

Otrzymywanie wodoru w wyniku pirolizy metanu przebiega według następującej reakcji (Wang et al., 2016):



W przypadku pirolizy metanu wodór jest jedynym produktem gazowym, który co więcej może być w łatwy sposób odseparowany od nieprzereagowanego metanu (Wang et al., 2016) poprzez adsorpcję lub separację membranową, które to procesy są znacznie prostsze niż te stosowane do wydzielenia H<sub>2</sub> od CO<sub>2</sub> w procesie reformingu parowego. Uzyskany w tej technologii wodór jest wysokiej czystości, szczególnie pod kątem zawartości tlenku węgla, co ma istotne znaczenie przy zastosowaniu wodoru w ogniach paliwowych (wymagana zawartość CO poniżej 20 ppm). Otrzymany węgiel pierwiastkowy jest wartościowym produktem komercyjnym.

Obecnie, ze względu na regulacje prawne w zakresie redukcji emisji GHG, o sukcesie rynkowym danej technologii decyduje nie tylko ekonomika produkcji, dostępność surowców itp., ale również wielkość emisji GHG generowanej w cyklu życia jej produktów. Obliczenia emisji GHG w cyklu życia były przedmiotem badań, jednak opublikowane wyniki bazują na metanie kopalnym jako surowcu (Weger et al., 2017), co z punktu widzenia realizacji celów OZE jest niezasadne. Próbę oceny GWI (ang. *global warming index* – wskaźnik globalnego ocieplenia) z wykorzystaniem metodologii LCA (ang. *life-cycle assessment* – ocena cyklu życia) w zakresie *cradle to gate* (dosłownie: „od kołyski po bramę”, czyli od pozyskania surowca do bram zakładu produkcyjnego) podjęli Postels et al. (2016). Analiza ta została wykonana w 2016 roku i nie jest zgodna z wymaganiami dyrektywy RED II (Dyrektywa 2018/2001), ale daje obraz co do rzędu wielkości emisji GHG.

W pracy Postels et al. (2016) wykazano wpływ na środowisko produkcji wodoru w procesie krakingu metanu dla czterech scenariuszy: eksperymentu 900°C, eksperymentu 1100°C, przemysłowego 1100°C, stechiometrycznego. W pierwszej kolejności scenariusze były oceniane pod kątem ich wpływu na globalne ocieplenie (GWI). Wyniki GWI to 9,5 kg, 5,5 kg, 3,9 kg oraz 1,9 kg ekwiwalentu CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> dla odpowiednio eksperymentu 900°C, eksperymentu 1100°C, przemysłowego 1100°C i stechiometrycznego. Analiza, którą przeprowadzili Postels et al. (2016) wskazuje, że kolejnym czynnikiem obniżającym emisyjność w przypadku eksperymentu 1100°C był wysoki stopień konwersji metanu do wodoru.

Ocena materiału literaturowego wskazuje, że zwiększenie temperatury reakcji (nakładów energetycznych) nie jest jednoznaczne (proporcjonalne) ze wzrostem emisji GHG, ze względu na występowanie czynników takich jak wzrost uzysku wodoru czy obniżenie zużycia katalizatorów.

Ocena ekologicznych aspektów produkcji wodoru z wykorzystaniem różnych technik była również prowadzona przez Machhammera et al. (2016). Według tych badań emisyjność wodoru uzyskanego w procesie pirolizy metanu wyniosła 4,37 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> i jest najniższa spośród dostępnych metod otrzymywania tego paliwa (elektroliza wody przy zastosowaniu energii elektrycznej z sieci: 42,4 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub>, przy zastosowaniu energii elektrycznej z wiatru: 7,5 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub>, reforming parowy: 10,9 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub>). Stosunkowo niską wartość emisji GHG wykazuje wodór produkowany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii wiatru. Generalnie technologia produkcji wodoru w procesie elektrolizy jest postrzegana jako niskoemisyjna i dająca potencjał do zmniejszenia efektu cieplarnianego (Bareiß et al., 2019). Jednak należy tu zauważyć, że jest ona pod tym względem efektywna, jeśli stosuje się energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, w szczególności takich jak energia wiatru i słońca, a te źródła energii są niestabilne w czasie. Produkcja wodoru w procesie reformingu parowego wiąże się z emisją CO<sub>2</sub>, natomiast technologia pirolizy metanu nie daje tego związku chemicznego. Powstaje natomiast węgiel, który jest produktem komercyjnym i jak wykazali Wojtasik et al. (2021), może mieć inne niż energetyczne zastosowanie.

Przeprowadzony przegląd literaturowy wskazuje, że wielkość emisji GHG w cyklu życia wodoru uzyskiwanego w procesie pirolizy metanu to 4–10 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>, co w przeliczeniu na MJ wodoru daje zakres wartości od 33 gCO<sub>2</sub>eq/MJ wodoru do 83 gCO<sub>2</sub>eq/MJ wodoru. Są to wartości stosunkowo wysokie. W celu spełnienia kryterium zrównoważonego rozwoju, wynoszącego 65% redukcji emisji GHG względem odpowiednika kopalnego (Dyrektywa 2018/2001), biopaliwo nie może przekroczyć wartości emisji 32,9 gCO<sub>2</sub>eq/MJ w cyklu życia. Należy tu jednak zauważyć, że cytowane prace nie były prowadzone zgodnie z metodyką podaną w RED II (Dyrektywa 2018/2001).

A jak wykazano (Rogowska i Berdechowski, 2013; Rogowska, 2017; Rogowska i Jakóbiec, 2017), przyjęta metodyka, w tym sposób alokacji emisji GHG do produktów powstających w procesie oraz danych wejściowych do obliczeń, ma znaczący wpływ na wynik. Z tego względu podjęto ocenę emisyjności wodoru uzyskiwanego w procesie pirolizy zgodnie z metodyką RED II (Dyrektywa 2018/2001).

### Obiekt i metodyka badań

Jak wykazali Wojtasik et al. (2021), dostępnych jest wiele technologii produkcji wodoru w procesie pirolizy metanu. Różnią się one głównie zastosowanym katalizatorem i temperaturą prowadzenia procesu. Do oceny emisyjności wybrano najprostszy model, kraking termiczny, w którym paliwem kotłowym jest gaz ziemny.

Do obliczeń wykorzystano schemat technologiczny i dane bilansowe przedstawione przez Wanga et al. (2016).

Obliczenia emisji GHG w cyklu życia produktu z pirolizy biometanu prowadzono zgodnie z metodyką podaną w dyrektywie (Dyrektywa 2018/2001) oraz systemie KZR INiG (System KZR INiG/8).

### Zdefiniowanie granic systemu, wyznaczenie jednostki funkcjonalnej

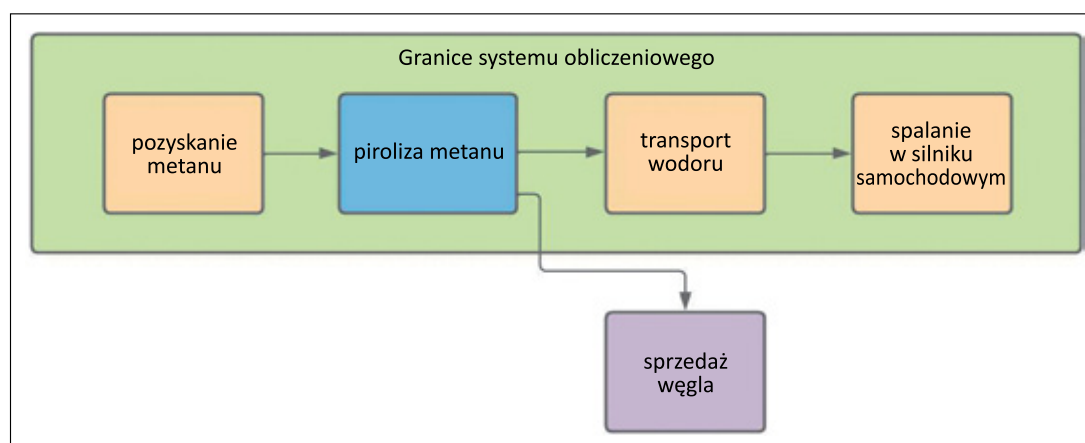
Pierwszym krokiem przy prowadzeniu obliczeń jest zdefiniowanie granic systemu. W sposób schematyczny granice systemu obliczeniowego przedstawiono na rysunku 1.

pozostałych etapów przyjęto wskaźniki z wiarygodnych źródeł danych.

Podczas spalania wodoru nie powstają gazy cieplarniane, dlatego wartość dla tego etapu będzie wynosiła zero. Wielkość emisji GHG z transportu wodoru będzie zależna od układu biznesowego (rodzaj, odległość transportu) i nie będzie zależna ani od technologii procesu pirolizy, ani od źródła pozyskania metanu. W każdym przypadku konieczne będzie dodanie tej samej wartości. Składowa ta zostanie pominięta w ramach niniejszych obliczeń z tego względu, że brak jest obecnie modelu dystrybucji wodoru i wartość ta jest trudna do oszacowania. Jednak należy pamiętać, że przy prowadzeniu obliczeń wartości rzeczywistych uwzględnienie tej składowej będzie konieczne, a więc wartość emisji GHG w cyklu życia będzie o nią wyższa. Składowa dla transportu dotycząca pozyskania biometanu będzie istotna, ponieważ jej wielkość będzie w istotny sposób zależała od pochodzenia surowca do jego produkcji.

### Jednostka funkcjonalna

Obliczenia emisji GHG należy prowadzić w odniesieniu do określonej jednostki funkcjonalnej. Według wymagań systemu KZR INiG (System KZR INiG/8) jednostką funkcjonalną jest  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  biopaliwa. W tym przypadku będzie to  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  wodoru. A więc wszystkie obliczenia w odniesieniu do wszystkich etapów cyklu życia powinny zostać wyrażone w jednostce  **$\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  wodoru**. Do przeprowadzenia obliczeń przyjmuje się, że biometan pozyskiwany będzie z sieci gazu ziemnego. Gaz ziemny oprócz metanu zawiera jeszcze inne składniki (Gaz-System), jednak ponieważ reakcji ulega tylko metan,



**Rysunek 1.** Granice systemu obliczeniowego dla wyznaczenia emisyjności GHG wodoru z pirolizy metanu w jego cyklu życia  
**Figure 1.** System boundaries for calculation of GHG emission in the life cycle of hydrogen from methane pyrolysis

Obliczenia dla etapu pirolizy przeprowadzono jako obliczenia wartości rzeczywistych (na podstawie danych literaturowych z publikacji Wanga et al. (2016)), natomiast w przypadku

a brak jest danych literaturowych odnośnie do przemian fizykochemicznych pozostałych składników gazów, obliczenia są prowadzone wyłącznie w odniesieniu do 100% metanu.



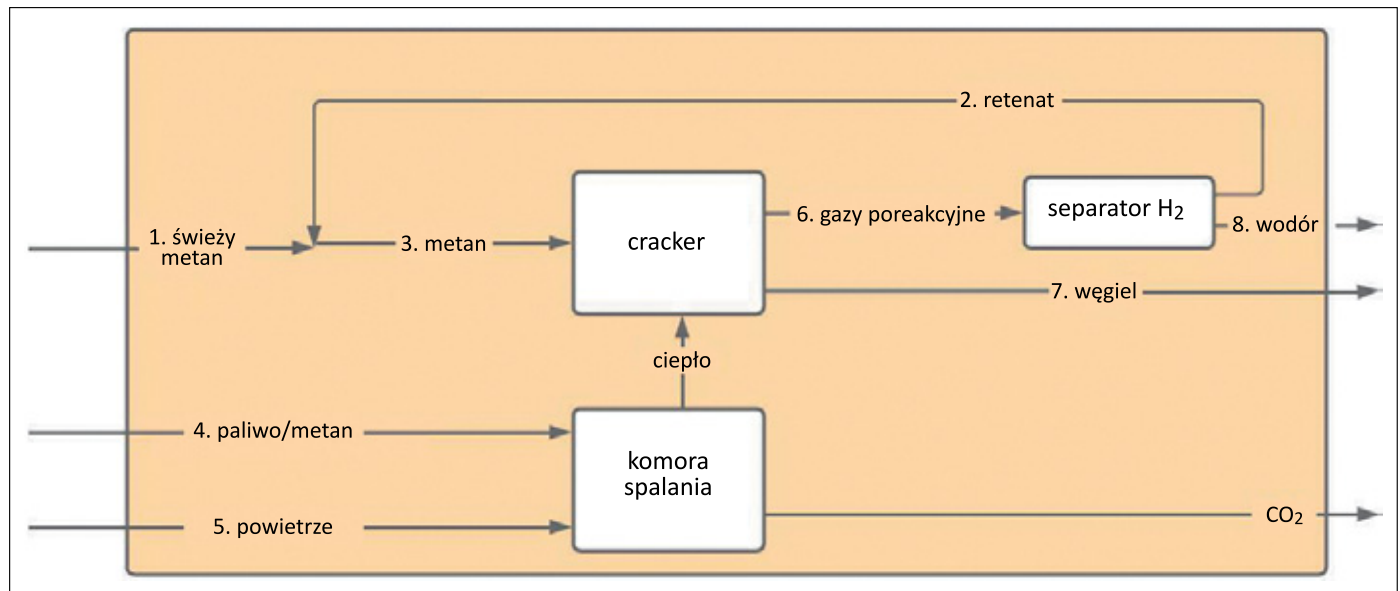
Etap pirolizy

Wartości opałowe dla poszczególnych strumieni, przyjęte do przeprowadzenia obliczeń, przedstawiono w tabeli 1.

**Tabela 1.** Wartości opałowe wykorzystane do obliczeń  
**Table 1.** Lower heating values used in the calculations

Strumień	Wartość opałowa [MJ/kg]	Źródło
Metan	50	Biograce (www.biograce.net Wersja 4a)
Węgiel	33,2	Kalendarz Chemiczny
Wodór	120	Dyrektywa 2018/2001

Obliczenia przeprowadzono, opierając się na schemacie technologicznym przedstawionym na rysunku 2.



**Rysunek 2.** Schemat technologiczny procesu pirolizy metanu przy zastosowaniu metanu jako paliwa grzewczego  
**Figure 2.** Technological scheme of the methane pyrolysis process using methane as a heating fuel

Kluczowymi elementami tego modelu są cracker metanu, komora spalania, membranowy separator wodoru. W rzeczywistym układzie technologicznym (Wang et al., 2016) znajdują się jeszcze wymienniki ciepła, kompresory, układ do wychwytywania CO<sub>2</sub> i inne. Proces rozpoczyna się od sprężenia metanu do ciśnienia operacyjnego (10 atm) i zmieszania go z retenatem z separatora membranowego H<sub>2</sub> (zawierającego wodór i nieprzereagowany metan). Mieszanina jest podgrzewana w wymienniku ciepła (strumieniem wodoru poreakcyjnego) do temperatury 450°C, zanim zostanie skierowana do reaktora, który pracuje w temperaturze 900–1000°C. Z gazów poreakcyjnych odseparowywany jest węgiel, gazy poreakcyjne schładzane są do temperatury 500°C (temperatury pracy membrany). Odzysk wodoru na membranie wynosi 90%.

Inwentaryzacja danych wejściowych

Bilans instalacji, na podstawie pracy Wanga et al. (2016), zestawiono w tabeli 2. Wartości podane w kmol/h zostały przeliczone na kg/h.

W związku z formatem danych wejściowych obliczenia prowadzono w jednostce na godzinę trwania procesu, a następnie przeliczono na MJ wodoru. Generalnie obliczenia prowadzi się w odniesieniu do dłuższego okresu (maksimum 1 rok), jednak ze względu na dostępne dane i szacunkowy charakter obliczeń, przyjęto wprost dane z pozycji literaturowej (Wang et al., 2016).

Emisja GHG w cyklu życia biopaliwa obejmuje wszystkie etapy i operacje, którym poddawana jest biomasa, z uwzględnieniem jej transportu od miejsca pozyskania aż po miejsce finalnego zużycia.

Obliczenia prowadzone są zgodnie z równaniem (System KZR INiG/8):

$$C_x = \epsilon_x \cdot F_{ex} \tag{1}$$

gdzie:

$C_x$  – jest wyrażoną w jednostkach masy ilością gazów cieplarnianych (CO<sub>2</sub>eq) w zadanym okresie w wyniku zużycia energii,

$\epsilon_x$  – jest ilością energii zużytej w zadanym okresie. Jeśli wartość ta nie została dostarczona bezpośrednio, a znana jest tylko ilość zużytego paliwa, do obliczenia tej wielkości należy wykorzystać wartości opałowe; wyrażana w MJ,

$F_{ex}$  – jest wskaźnikiem emisji GHG dla danego paliwa, uwzględniającym jego wyprodukowanie i zużycie końcowe (wyrażony w jednostce CO<sub>2</sub>eq/jednostkę energii).

**Tabela 2.** Bilans masowy instalacji pirolizy metanu – metan jako paliwo kotłowe

**Table 2.** Mass balance of installation of methane pyrolysis – methane as heating fuel

Strumień	Składniki	Wartość [kmol/h]	Wartość [kg/h]
Wejściowe			
Metan wchodzący na instalację (gazowy)	CH <sub>4</sub>	0,84	13,44
Retentat zawracany po separatorze	CH <sub>4</sub>	0,28	4,48
	H <sub>2</sub>	0,19	0,38
Strumień metanu kierowany do reakcji	CH <sub>4</sub>	1,12	17,92
	H <sub>2</sub>	0,19	0,38
Metan do produkcji energii cieplnej	CH <sub>4</sub>	0,16	2,56
Powietrze	O <sub>2</sub>	0,34	10,88
	N <sub>2</sub>	1,27	35,56
Wyjściowe			
Gazy poreakcyjne	CH <sub>4</sub>	0,28	4,48
	H <sub>2</sub>	1,86	3,72
Węgiel	C	0,84	10,08
Wodór	H <sub>2</sub>	1,67	3,34

Obliczoną zgodnie ze wzorem (1) ilość emisji gCO<sub>2</sub>eq/okres rozliczeniowy należy odnieść do ilości uzyskanego produktu, z uwzględnieniem współczynnika alokacji i jednostki funkcjonalnej.

Szczegółowa metodyka prowadzenia obliczeń zawarta jest w dokumencie System KZR INiG/8 (*Wytyczne w zakresie sposobu wyznaczania jednostkowych wartości emisji GHG dla biopaliw, biopłynów w cyklu życia*) (System KZR INiG/8).

Głównym źródłem emisji GHG jest zużycie energii elektrycznej i paliwa kotłowego, w tym przypadku metanu. Przyjęty schemat technologiczny nie uwzględnia zużycia katalizatorów, a wszystkie procesy z wyjątkiem tych mających miejsce w reaktorze są procesami fizycznymi.

Zużycie energii w procesach fizycznych według Wanga et al. (2016) przez pompy i kompresory wynosi 7,36 kW. Do oszacowania emisji GHG założono, że jest ono równe zużyciu energii elektrycznej przez te urządzenia. Do przeprowadzenia obliczeń przyjęto następujące wskaźniki emisji GHG:

- dla energii elektrycznej: 135,99 gCO<sub>2</sub>eq/MJ – na podstawie roboczej wersji rozporządzenia wykonawczego Komisji UE (Draft Commission Implementing Regulation);
- dla metanu: 66,00 gCO<sub>2</sub>eq/MJ – na podstawie roboczej wersji rozporządzenia wykonawczego Komisji UE (Draft Commission Implementing Regulation) jak dla gazu ziemnego (wartość opałowa: 49,2 MJ/kg).

Wyniki obliczeń emisji GHG generowanej w trakcie go-dziny procesu zestawiono w tabeli 3.

**Tabela 3.** Emisja GHG z procesu pirolizy wynikająca ze zużycia mediów

**Table 3.** GHG emissions from pyrolysis process originating from media use

Wyniki obliczeń	[kW/h] [kg/h]	[MJ/h]	Emisja GHG [gCO <sub>2</sub> eq/h]
Zużycie energii elektrycznej	9,24	33,260	4523,57136
Zużycie gazu do celów grzewczych	2,56	125,952	8312,83200
<b>Suma</b>			12836,40336

Tak wyznaczoną emisję GHG należy rozdzielić pomiędzy produkty. Zdefiniowanymi produktami są wodór w ilości 3,34 kg/h oraz węgiel – 10,08 kg/h. Pozostałe gazy poreakcyjne są zawracane do procesu, więc zgodnie z wymaganiami Systemu KZR INiG emisja nie jest do nich alokowana (System KZR INiG/8).

Alokację emisji GHG przeprowadza się zgodnie z równaniem:

$$C_i = C_i \cdot Q_i \cdot \frac{LHV_i}{\sum(Q_i \cdot LHV_i)} \quad (2)$$

gdzie:

$C_i$  – całkowita emisja GHG mająca miejsce w procesie produkcyjnym aż do momentu, gdzie produkty są rozdzielane; wyrażona w jednostkach masy CO<sub>2</sub>eq,

$C_i$  – ilość  $C_i$  zaalokowana do strumienia  $i$ ; wyrażona w jednostkach masy CO<sub>2</sub>eq,

$Q_i$  – ilość wyprodukowanego strumienia  $i$ ; wyrażona w jednostkach energii,

$LHV_i$  – dolna wartość opałowa strumienia  $i$ , wyrażona w jednostkach energii na jednostkę masy.

Do wyznaczenia współczynnika alokacji konieczne jest wyrażenie ilości otrzymanych produktów w jednostkach energii (MJ). Do przeliczenia dla wodoru przyjęto wartość opałową 120 MJ/kg, a dla czystego pierwiastka węgla – wartość 33,2 MJ/kg.

W celu wyznaczenia współczynnika alokacji zgodnie z równaniem (2) – ilości produktów wyrażone w jednostce kg/h przeliczono na jednostki energii (MJ/h), następnie wyznaczono udział każdego z produktów na podstawie jego zawartości energii. Sumaryczną emisję GHG, ujętą w tabeli 3, rozdzielono pomiędzy produkty zgodnie z wyznaczonym współczynnikiem alokacji, a następnie odniesiono do ilości wyprodukowanego wodoru, wyrażonego w jednostkach energii. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 4.

Do raportowania emisji GHG dla etapu pirolizy metanu należy przyjąć wartość 17,5 gCO<sub>2</sub>eq/MJ wodoru. Jest to jednak część składowej emisji GHG dla etapu przetwarzania, ponieważ przetwarzanie obejmuje również produkcję metanu.

Tabela 4. Wyniki obliczeń emisji GHG dla etapu pirolizy metanu do wodoru

Table 4. GHG emission calculations results for methane pyrolysis into hydrogen stage

Produkty	Wartość opalowa	Ilość [kg/j]	Ilość [MJ/h]	Współczynnik alokacji	Emisja GHG po zaalokowaniu [gCO <sub>2</sub> /h]	Emisja GHG po zaalokowaniu [gCO <sub>2</sub> /MJ]
Wodór	120,0	3,34	400,8	0,54	6557,883	17,5
Węgiel	33,2	10,08	334,7	0,46	5475,636	–

**Obliczenie emisji GHG w cyklu życia**

Emisja GHG w cyklu życia składa się z etapów przedstawionych na rysunku 3.

Zgodnie z dyrektywą RED II i systemem KZR INiG emisję w cyklu życia oblicza się zgodnie z następującym wzorem:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} \quad (3)$$

gdzie:

$E$  – emisja całkowita spowodowana stosowaniem paliwa,

$e_{ec}$  – emisja spowodowana wydobyciem lub uprawą surowców,

$e_l$  – emisja w ujęciu rocznym spowodowana zmianami ilości pierwiastka węgla w związku ze zmianą sposobu użytkowania gruntu,

$e_p$  – emisja spowodowana procesami technologicznymi,

$e_{td}$  – emisja spowodowana transportem i dystrybucją,

$e_u$  – emisja spowodowana stosowanym paliwem,

$e_{sca}$  – wartość ograniczenia emisji spowodowanego akumulacją pierwiastka węgla w glebie dzięki lepszej gospodarce rolnej,

$e_{ccs}$  – ograniczenie emisji spowodowanej wychwytywaniem CO<sub>2</sub> i składowaniem w głębokich strukturach geologicznych,

$e_{ccr}$  – ograniczenie emisji spowodowane wychwytywaniem CO<sub>2</sub> i jego zastępowaniem.

Składowe  $e_{sca}$ ,  $e_{ccs}$ ,  $e_{ccr}$ , jako nieistotne z punktu widzenia celu przeprowadzonych badań, nie są omawiane i zostały pominięte. W przedmiotowym przypadku piroliza metanu będzie stanowiła etap wytwarzania produktu.

Dla etapu pirolizy wyznaczono wartości przedstawione w tabeli 5, tj. 17,5 gCO<sub>2</sub>eq/MJ wodoru. Konieczne jest przyjęcie odpowiednich założeń w celu wyznaczenia emisji GHG dla pozostałych etapów w cyklu życia.

Emisja dla etapu pozyskania surowca – zgodnie z dyrektywą (Dyrektywa 2018/2001) to wartość emisji spowodowanych wydobyciem lub uprawą surowców ( $e_{ec}$ ) – obejmuje emisje spowodowane: samym procesem wydobycia lub uprawy; gromadzeniem, suszeniem i składowaniem surowców; odpadami i wyciekami; a także produkcją chemikaliów i produktów stosowanych w procesie wydobycia lub uprawy. Mając na



Rysunek 3. Cykl życia produktu

Figure 3. Life cycle of the product

względnie rosnące znaczenie energii ze źródeł odnawialnych, przyjmowaną w kraju strategię na rzecz rozwoju biometanu (MKiŚ, 2020), należy przyjąć, że w przyszłości biometan będzie stanowił istotny udział w sieci gazu i główny surowiec do produkcji biopaliw. **Z tego powodu do obliczeń przyjęto, że surowcem do produkcji wodoru w procesie pirolizy metanu będzie biometan**, dzięki czemu uzyskiwany wodór będzie biowodorem. Pozostaje kluczowa decyzja dotycząca surowca, z którego wyprodukowano biometan.

Do przyjęcia odpowiedniego założenia przeanalizowano wartości standardowe dla biometanu podane w dyrektywie 2018/2001. Wartości te zacytowano w tabeli 5.

Najwyższe wskaźniki emisji GHG odnotowuje się w przypadku wykorzystania kukurydzy jako surowca, szczególnie w procesie bez dopalania gazów i przy otwartym pofermentacie, natomiast najniższe – dla biometanu z obornika. Z tego względu, że w praktyce technologie z otwartym pofermentem i bez dopalania gazów odlotowych nie będą obecne na rynku, szczególnie w łańcuchu dostaw biopaliw, do obliczeń przyjęto, że biometan będzie produkowany przy zamkniętym pofermentacie i z dopalaniem gazów odlotowych. Dla przeprowadzenia szacunków **wybrano bioodpady**, które według tabeli 5 prezentują średnie wartości emisji GHG. Są to rozważania bardzo teoretyczne, ponieważ biogazownia w praktyce nie pracuje na jednym surowcu.

**Tabela 5.** Szczegółowe wartości standardowe dla biometanu według dyrektywy 2018/2001  
**Table 5.** Disaggregated default values for biomethane according to 2018/2001 Directive

System produkcji paliwa z biometanu	Technologia	Emisja gazów cieplarnianych – wartość standardowa [gCO <sub>2eq</sub> /MJ]						Suma
		uprawa	procesy technologiczne	uzdatnianie	transport	sprężanie na stacjach paliw	jednostki z tytułu stosowania obornika	
Mokry obornik	produkt pofermentacyjny w otwartym zbiorniku	bez spalania gazów odlotowych	117,9	27,3	1,0	4,6	-124,4	26,4
		ze spalaniem gazów odlotowych	117,9	6,3	1,0	4,6	-124,4	5,4
	produkt pofermentacyjny w zamkniętym zbiorniku	bez spalania gazów odlotowych	4,4	27,3	0,9	4,6	-111,9	-74,7
		ze spalaniem gazów odlotowych	4,4	6,3	0,9	4,6	-111,9	-95,7
Kukurydza – cała roślina	produkt pofermentacyjny w otwartym zbiorniku	bez spalania gazów odlotowych	28,1	27,3	0	4,6	-	78,1
		ze spalaniem gazów odlotowych	28,1	6,3	0	4,6	-	57,1
	produkt pofermentacyjny w zamkniętym zbiorniku	bez spalania gazów odlotowych	6,0	27,3	0	4,6	-	55,5
		ze spalaniem gazów odlotowych	6,0	6,3	0	4,6	-	34,5
Bioodpady	produkt pofermentacyjny w otwartym zbiorniku	bez spalania gazów odlotowych	42,8	27,3	0,6	4,6	-	75,3
		ze spalaniem gazów odlotowych	42,8	6,3	0,6	4,6	-	54,3
	produkt pofermentacyjny w zamkniętym zbiorniku	bez spalania gazów odlotowych	7,2	27,3	0,5	4,6	-	39,6
		ze spalaniem gazów odlotowych	7,2	6,3	0,5	4,6	-	18,6



Zgodnie z metodyką Systemu KZR INiG emisja z etapu przetwarzania obejmuje wszystkie emisje generowane w trakcie procesów technologicznych, nawet jeśli są realizowane przez różne zakłady przetwórcze. Z tego względu w tym przypadku składowa  $e_p$  powinna uwzględniać sumę emisji generowanych podczas procesu fermentacji metanu oraz jego pirolizy. Fermentacja metanowa będzie stanowiła składową „przetwarzanie surowców”, przedstawioną na rysunku 3. Dla etapu fermentacji, na podstawie danych z tabeli 5, **przyjęto wartość 12,3 gCO<sub>2</sub>eq/MJ biometanu (suma fermentacji i oczyszczania)**.

Składowa  $e_{id}$  to wszystkie emisje począwszy od transportu surowca po dystrybucję gotowego produktu. Ta składowa będzie najtrudniejsza do oszacowania, ponieważ o ile dostępne są informacje dotyczące transportu surowców do produkcji metanu czy sprężania metanu, to ze względu na brak rynku biowodoru nie ma danych potrzebnych do oszacowania tej wielkości dla transportu/dystrybucji wodoru. W tym przypadku istotny jest też model rynkowy wykorzystania tego paliwa, tzn. czy będzie ono dystrybuowane siecią gazu ziemnego, czy odrębnym, przeznaczonym na wodór rurociągiem, czy też (bio)wodór będzie wykorzystywany / tankowany do pojazdów bezpośrednio w miejscu produkcji. Na potrzeby niniejszych badań przyjęto założenie, że wodór po wyprodukowaniu nie będzie już transportowany do miejsca jego finalnego zużycia. Tym samym emisja GHG dla składowej z transportu będzie zawierała tylko te generowane w trakcie transportu surowca do biogazowni. W przypadku bioodpadów wartość emisji GHG dla transportu biometanu (transport surowców, zatłaczanie do sieci, bez sprężania na stacjach paliw) podana w dyrektywie wynosi 0,5 gCO<sub>2</sub>eq/MJ.

Ostatnią składową wzoru (4) emisji GHG jest  $e_{is}$ , czyli emisja ze spalania. W przypadku spalania wodoru powstaje woda, która zgodnie z dyrektywą (Dyrektywa 2018/2001) nie jest uznawana za gaz cieplarniany, a więc w każdym przypadku składowa ta będzie wynosiła zero (element „utyliczacja produktu” z rysunku 3).

Aby możliwe było zsumowanie wszystkich elementów wzoru (4), muszą one być wyrażone w tej samej jednostce. Przeliczenia dokonuje się zgodnie ze wzorami podanymi w Systemie KZR INiG, dokumencie nr 8 (System KZR INiG/8):

$$e_{ec} \text{ intermediate product}_a \left[ \frac{gCO_2eq}{kg_{dry}} \right] = e_{ec} \text{ feedstock}_a \left[ \frac{gCO_2eq}{kg_{dry}} \right] \cdot \text{Feedstock factor}_a \cdot \text{Allocation factor intermediate product}_a \quad (4)$$

gdzie:

$e_{ec} \text{ intermediate product}_a$  – emisja GHG dla etapu uprawy w przeliczeniu na produkt pośredni,

$e_{ec} \text{ feedstock}_a$  – rzeczywista emisja GHG dla etapu uprawy,

$$\text{Allocation factor in intermediate product}_a = \left[ \frac{\text{Energy in intermediate product}_a}{\text{Energy in intermediate products and co-products}} \right]$$

$$\text{Feedstock factor}_a = \left[ \frac{\text{Ratio of kg dry feedstock required to make 1 kg dry intermediate product}} \right] \quad (5)$$

Na ostatnim etapie przetwarzania oszacowane emisje należy przekształcić na jednostki CO<sub>2</sub>eq/MJ ostatecznych biopaliw, paliw z biomasy, biopłynów (zwanymi paliwami).

W celu takiego przekształcenia dla emisji z etapu uprawy zastosować należy poniższy wzór:

$$e_{ec} \text{ fuel}_a \left[ \frac{gCO_2eq}{MJ \text{ fuel}} \right]_{ec} = \frac{e_{ec} \text{ feedstock}_a \left[ \frac{gCO_2eq}{kg_{dry}} \right]}{LHV_a \left[ \frac{MJ \text{ feedstock}}{kg \text{ dry feedstock}} \right]} \cdot \text{fuel feedstock factor}_a \cdot \text{Allocation factor fuel}_a \quad (6)$$

gdzie:

$e_{ec} \text{ fuel}_a$  – emisja GHG dla etapu uprawy w przeliczeniu na produkt finalny,

$LHV_a$  – wartość opałowa surowca,

$$\text{Fuel feedstock factor}_a = \left[ \text{Ratio of MJ feedstock required to make 1 MJ fuel} \right] \quad (7)$$

$$\text{Allocation factor fuel}_a = \left[ \frac{\text{Energy in fuel}}{\text{Energy fuel} + \text{Energy in co-products}} \right] \quad (8)$$

Jak wyjaśniono powyżej, do przeliczenia pozostałych składowych wzoru (4) na jednostki gCO<sub>2</sub>eq/MJ biowodoru konieczne jest określenie współczynników surowcowych i alokacji. Współczynnik alokacji został już wyznaczony przy okazji obliczenia emisji dla procesu pirolizy i został ujęty w tabeli 5. Współczynnik surowcowy dla procesu pirolizy metanu wyniósł 1,68. Został obliczony zgodnie ze wzorem (5) z wykorzystaniem bilansu masowego procesu zamieszczonego w tabeli 2 i wartości opałowych zamieszczonych w tabeli 1.

W następnej kolejności przeliczono pozostałe składowe cyklu życia na jednostkę gCO<sub>2</sub>eq/MJ biowodoru. Wyniki zamieszczono w tabeli 6. W przypadku składowej  $e_p$  uwzględniono sumę emisji z etapu pirolizy oraz z etapu fermentacji po przeliczeniu na jednostkę gCO<sub>2</sub>eq/MJ biowodoru (wartości tych składowych zamieszczono w nawiasie). Wyznaczono również redukcję emisji GHG względem odpowiednika kopalnego, wynoszącego 94 gCO<sub>2</sub>eq/MJ (zastosowanie w transporcie).

Wyznaczona redukcja plasuje się na poziomie powyżej 65%, więc spełnia kryterium dotyczące redukcji emisji GHG dla nowych instalacji. Jednak wartość ta została oszacowana

**Tabela 6.** Emisja GHG w cyklu życia biowodoru – wyniki obliczeń**Table 6.** GHG emission in the life cycle of biohydrogen – results

	$e_{ec}$	$e_p$	$e_{td}$	Suma	Redukcja [%]
	gCO <sub>2</sub> eq/MJ biowodoru				
Wariant 1	0	28,7(11,2 + 17,5)	0,5	29,2	69

na podstawie danych literaturowych, a jej wartość nie przewyższa znacząco progę 65% redukcji emisji GHG. W związku z tym konieczne jest prowadzenie dalszych badań nad optymalizacją procesu ze względu na wykorzystanie paliwa kotłowego i surowca do produkcji biometanu. Szczególnie ważne jest monitorowanie emisji GHG na etapie opracowywania technologii, tak by nie tworzyć rozwiązań, które dadzą niesprzedawalne produkty.

W pracy poruszony został tylko jeden aspekt oceny nowej technologii, natomiast należy pamiętać, że sukces rynkowy danej technologii zależy również od ekonomiki procesu, która może być oceniana różnymi narzędziami, np. oceną ekoelektywności (Pajda i Mazela, 2021).

Artykuł opracowano na podstawie pracy statutowej pt. *Opracowanie modelu obliczania emisji GHG w cyklu życia biowodoru produkowanego w technologii (bio)metan do wodoru i węgla*, praca INiG – PIB; nr zlecenia: DK-0059/TP/2021, nr archiwalny: DK-4100-0047/2021.

## Literatura

- Antonini C., Treyer K., Streb A., van der Spek M., Bauer Ch., Mazzotti M., 2020. Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage – A techno-environmental analysis. *Sustainable Energy Fuels*, 4: 2967–2986. DOI: 10.1039/D0SE00222D.
- Bareiß K., de la Rua C., Möckl M., Hamacher T., 2019. Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. *Applied Energy*, 237: 862–872. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
- Berdechowski K., 2019. Analiza metod produkcji biowodoru pod kątem wielkości emisji GHG. *Nafta-Gaz*, 75(4): 230–235. DOI: 10.18668/NG.2019.04.05.
- Biograce. Wersja 4a. <www.biograce.net> (dostęp: październik 2021).
- Ciechanowska M., 2020. Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu. *Nafta-Gaz*, 76(12): 951–954. DOI: 10.18668/NG.2020.12.09.
- Das H.S., Chowdhury M.F.F., Li S., Tan C.W., 2021. Fuel cell and hydrogen power plants. [W:] Kabalci E. (ed.). *Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrids*, 313–349. DOI: 10.1016/B978-0-12-821724-5.00009-X.
- EU Energy Day, 2021. <https://ec.europa.eu/info/news/successful-eu-energy-day-expo-2020-focuses-hydrogen-energy-transition-2021-nov-15\_en?pk\_campaign=ENER%20Newsletter%20November%202021> (dostęp: październik 2021).
- Gaz-System. <https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/parametry-charakteryzujace-jakosc-przesylanego-gazu/> (dostęp: październik 2021).
- Guidehouse, 2020. European Hydrogen Backbone. <https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/energy\_climate\_change\_environment/events/presentations/05.04\_mf34\_presentation-european\_hydrogen\_backbone-muthmann.pdf> (dostęp: listopad 2021).
- Kalendarz Chemiczny, 1954. *Państwowe Wydawnictwa Techniczne, Warszawa*.
- Li G., Wang S., Zhao J., Qi H., Ma Z., Cui P., Zhu Z., Gao J., Wang Y., 2020. Life cycle assessment and techno-economic analysis of biomass-to-hydrogen production with methane tri-reforming. *Energy*, 199: 117488. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117488.
- Machhammer O., Bode A., Hormuth W., 2016. Financial and ecological evaluation of hydrogen production processes on large scale. *Chemical Engineering and Technology*, 39(6): 1185–1193. DOI: 10.1002/ceat.201600023.
- MKiŚ, 2020. List intencyjny. <https://www.gov.pl/web/klimat/podpisano-list-intencyjny-na-rzecz-rozwoju-sektora-biogazu-i-biometanu-w-polsce> (dostęp: listopad 2021).
- MKiŚ, 2020. Porozumienie sektorowe – gospodarka wodorowa. <https://www.gov.pl/web/klimat/porozumienie-sektorowe-gospodarka-wodorowa> (dostęp: listopad 2021).
- Pajda M., Mazela W., 2021. Efektywność produkcji FAME na podstawie wymagań normy ISO 14045:2012. *Nafta-Gaz*, 77(3): 208–214. DOI: 10.18668/NG.2021.03.07.
- Postels S., Abánades A., von der Assen N., Rathnam R.K., Stuückrad S., Bardow A., 2016. Life cycle assessment of hydrogen production by thermal cracking of methane based on liquid-metal technology. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(48): 23204–23212. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.09.167.
- Przedstawicielstwo KE w Polsce, 2021. <https://poland.representation.ec.europa.eu/news/fit-55-czyli-klimatyczna-zmiana-2021-06-18\_pl> (dostęp: październik 2021).
- Rogowska D., 2017. Ocena wpływu czynników występujących na etapie uprawy na emisję GHG w cyklu życia bioetanolu. *Nafta-Gaz*, 73(2): 119–125. DOI: 10.18668/NG.2017.02.07.
- Rogowska D., Berdechowski K., 2013. Ocena wpływu sposobu alokacji emisji w procesie produkcji biopaliwa na wartość emisji gazów cieplarnianych. *Nafta-Gaz*, 69(3): 226–234.
- Rogowska D., Jakóbiec J., 2017. Wpływ danych źródłowych na szacowanie emisji GHG w cyklu życia paliw silnikowych – etap produkcji. *Nafta-Gaz*, 73(9): 660–667. DOI: 10.18668/NG.2017.09.05.
- SGS Inspire, 2021. Russia: Hydrogen Strategy foresees export of 2 million tonnes by 2035. <https://inspire.sgs.com/news/102970/russia-hydrogen-strategy-foresees-export-of-2-million-tonnes-by-2035> (dostęp: październik 2021).
- Wang Z., Fan W., Zhang G., Dong S., 2016. Exergy analysis of methane cracking thermally coupled with chemical looping combustion for hydrogen production. *Applied Energy*, 168(C): 1–12. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.01.076.
- Weger L., Abanades A., Butler T., 2017. Methane cracking as a bridge technology to the hydrogen economy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(1): 720–731. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.11.029.
- Wojtasik M., Markowski J., Krasodomski W., Żak G., 2021. Rozwój technologii pozyskiwania wodoru w procesie pirolizy metanu. Ocena stanu techniki oraz możliwości badawczych. *Praca własna INiG – PIB, nr archiwalny: DK-4100-0001/2021. Archiwum Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, Kraków*.

## Akty prawne i dokumenty normatywne

- Draft Commission Implementing Regulation (EU) ... on rules to verify sustainability and greenhouse gas emissions saving criteria and

low indirect land-use change-risk criteria. <[https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=PI\\_COM:Ares\(2021\)4234307](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=PI_COM:Ares(2021)4234307)> (dostęp: marzec 2022).

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dz. Urz. UE L 328/82.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/W, Dz. Urz. UE L 140/16.

System KZR INiG/8. <[http://www.kzr.inig.eu/file/repository/8.\\_Wytuczne\\_w\\_zakresie\\_sposobu\\_wyznaczania\\_jednostkowych](http://www.kzr.inig.eu/file/repository/8._Wytuczne_w_zakresie_sposobu_wyznaczania_jednostkowych)

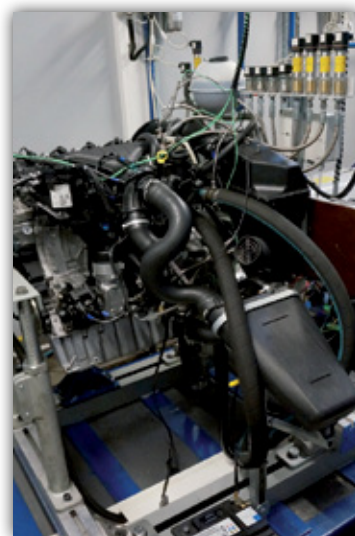
wartosci\_emisji\_GHG\_dla\_biopaliw\_bioplynow\_w\_cykladu\_zycia.pdf> (dostęp: listopad 2021).



Dr inż. Delfina ROGOWSKA  
Główny specjalista inżynierjno-techniczny,  
kierownik Biura Systemów Certyfikacji Biomasy  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [delfina.rogowska@inig.pl](mailto:delfina.rogowska@inig.pl)

## OFERTA BADAWCZA ZAKŁADU OCENY WŁAŚCIWOŚCI EKSPLOATACYJNYCH

- ocena w testach laboratoryjnych właściwości fizykochemicznych oraz użytkowo eksploatacyjnych wg najnowszych procedur badawczych zarówno europejskich jak i amerykańskich:
  - » paliw ciekłych, biopaliw i biokomponentów,
  - » materiałów smarowych w tym: olejów silnikowych, przekładniowych i przemysłowych zarówno świeżych, jak i przepracowanych;
- pełny zakres usług w zakresie nowoczesnego planowania, monitorowania i oceny zmian właściwości olejów smarowych w eksploatacji, doradztwo i ekspertyzy w zakresie problemów powstających na skutek użytkowania olejów niewłaściwej jakości lub ich niewłaściwej eksploatacji;
- szeroki zakres ocen stanowiskowych właściwości trybologicznych paliw, środków smarowych oraz cieczy hydraulicznych;
- oceny liczb oktanowych i cetanowych w testach silnikowych wg procedur europejskich i amerykańskich;
- jedyne w kraju oceny właściwości użytkowo-eksploatacyjnych paliw silnikowych prowadzone na silnikowych stanowiskach badawczych wg ogólnoeuropejskich procedur opracowanych przez CEC i wymaganych między innymi przez Światową Kartę Paliw;
- oceny kompatybilności dodatków do paliw i olejów smarowych, usługi eksperckie w zakresie problemów związanych z niekompatybilnością wymienionych produktów w eksploatacji;
- usługi eksperckie w zakresie wpływu jakości paliw na możliwości powstania dysfunkcji i uszkodzeń silnikowych układów wtrysku paliwa;
- doradztwo w zakresie eksploatacji silnikowych układów oczyszczania spalin wyposażonych w filtry cząstek stałych.



Kierownik: dr inż. hab. Zbigniew Stępień, prof. INiG – PIB Adres: ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków  
Telefon: 12 617 75 78 Faks: 12 617 75 22 E-mail: [zbigniew.stepien@inig.pl](mailto:zbigniew.stepien@inig.pl)

 INSTYTUT NAFTY I GAZU  
– Państwowy Instytut Badawczy