

Analiza wpływu projektowanych regulacji w zakresie biometanu

1. Uzasadnienie wprowadzonej regulacji w zakresie biometanu

Polska dysponuje jednym z większych potencjałów wytwarzania biometanu w Unii Europejskiej, dotychczas wciąż niewykorzystanym. Jedną z kluczowych barier rozwoju tego sektora jest brak rozwiązań mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa zainwestowanego kapitału oraz gwarancji uzyskania odpowiedniego poziomu zwrotu kapitału z inwestycji.

Wprowadzenie przepisów w zakresie aukcji dla biometanu obejmie biometan wytwarzany z biogazu jak również z biogazu rolniczego. Zaproponowany w projekcie ustawy system wsparcia adresowany do wytwórców biometanu ma na celu przede wszystkim zapewnienie stabilnego i wieloletniego wsparcia finansowego dla produkcji biometanu. Brak tego typu rozwiązań dla instalacji o mocy powyżej 1 MWe stanowi kluczową barierę dla rozwoju tego sektora, co potwierdzają doświadczenia krajów UE, które zdecydowały się na rozwój tego sektora, w początkowej fazie budowanego w oparciu o stabilne i przewidywalne w wieloletnim horyzoncie czasowym mechanizmy wsparcia.

Oczekiwanym efektem wprowadzenia rozwiązań w zakresie zapewnienia pomocy operacyjnej dla przedsiębiorców zajmujących się wytwarzaniem biometanu będzie wzrost poziomu inwestycji w tym obszarze, zgodnie z założeniami ilościowymi przedłożonymi do projektu ustawy.

O możliwościach wykorzystania biometanu w różnych sektorach decyduje różnica w cenie pomiędzy gazem ziemnym, a ceną referencyjną zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2477), która jest punktem odniesienia dla transakcji wolnorynkowych – obecnie różnica ta oscyluje wokół poziomu 315 zł za MWh. Wykorzystanie biometanu w poszczególnych sektorach będzie więc uzależnione od wprowadzanych dedykowanych instrumentów wsparcia, ponieważ „miękkie” mechanizmy rynkowe, wynikające np. z dodatkowych kosztów systemu EU ETS, nie są obecnie wystarczające dla zapewnienia stabilnego odbioru biometanu. W związku z powyższym w perspektywie krótkoterminowej osiągnięcie poziomu produkcji biometanu określonego w scenariuszu bazowym (WEM, z ang. *with existing measures*) Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (460 ktoe, tj. ok. 500 mln m³ biometanu rocznie¹) będzie bardzo trudne do wykonania. Natomiast w przypadku braku wprowadzenia mechanizmów wsparcia, w tym proponowanego w niniejszym projekcie nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii systemu aukcyjnego dla biometanu, będącego katalizatorem rozwoju rynku biometanu, należy uznać za niewykonalne.

Ponadto analizując potencjał wykorzystania biometanu w sektorze transportu należy pamiętać o nałożonym obowiązku realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (dalej: „NCW”) w transporcie oraz o objęciu tego sektora systemem handlu emisjami EU ETS. Zgodnie z przeprowadzonymi szacunkami wykorzystanie biometanu w tym sektorze stanowić będzie najmniejsze obciążenie dla odbiorców końcowych (szczegółowo wskazane w pkt 5 niniejszego materiału).

Zaproponowane w projekcie ustawy regulacje w zakresie wdrożenia systemu aukcyjnego mają na celu zapewnienie bankowości projektów biometanowych i umożliwienie rozwoju sektora w jego wstępnej fazie. Przyjęta regulacja pomimo, iż obejmuje swoim zakresem stosunkowo niewielką liczbą potencjalnych projektów (ok. 50 instalacji o średniej mocy 2,8 MWe) jest kluczowa dla dalszego rozwoju sektora, który wymaga stabilnych gwarancji funkcjonowania oraz wsparcia inwestorów w długim horyzoncie czasu. Pomimo, że poszczególne sektory gospodarki, w tym energetyka, transport oraz ciepłownictwo wysyłają sygnały o potrzebie zakupu biometanu to należy mieć na uwadze, iż w praktyce deklaracje te nie znajdują pokrycia w umowach o charakterze długoterminowym, które pozwoliłyby pozyskać kredyty na planowane inwestycje.

Dobrym przykładem w tym zakresie jest sektor paliwowy, który na potrzeby realizacji NCW od wielu lat dokonuje zakupu odnawialnych paliw (oraz deklaruje zapotrzebowanie związane z biometanem w kontekście wymogów w zakresie *advanced biofuels*), jednakże sektor ten funkcjonuje w oparciu o coroczne, krótkoterminowe kontrakty nie zaś wieloletnie umowy na dostawy danego rodzaju biokomponentu.

¹ <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>

2. Kluczowe założenia dotyczące rozwoju sektora biometanu przyjęte w OSR projektu

Przygotowanie projektu ustawy poprzedzone zostało analizą potencjału oraz zapotrzebowania na biometan ze strony poszczególnych sektorów oraz kosztów wykorzystania biometanu w odniesieniu do odbiorców końcowych. W ramach przeprowadzonej analizy zidentyfikowano optymalne kierunki rozwoju tej branży w jej początkowej fazie. Zaproponowane w projekcie ustawy podejście umożliwi zakontraktowanie w ramach prowadzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „URE”) postępowań aukcyjnych ok. 300 mln m³ biometanu wprowadzanego do krajowej sieci gazowej. Wprowadzenie ww. ilości biometanu do sieci wraz z rozliczeniem ujemnego salda przez wytwórcę biometanu umożliwi uwzględnienie dodatkowych 3,2 TWh energii paliw gazowych z OZE (ok. 270 ktoe) w sektorach elektroenergetycznym oraz ciepłowniczym (zaliczanych do realizacji celów OZE proporcjonalnie do poziomu wykorzystania paliw gazowych w tych sektorach).

Dla potrzeb przeprowadzenia analiz finansowych założono również określoną dynamikę rozwoju sektora opartego o system aukcyjny dla biometanu. W modelu przyjęto, iż do roku 2030 powstaną w Polsce w ramach realizowanych aukcji biometanu 53 instalacje wytwórcze o średniej mocy docelowej 2,8 MWe – przy czym średnią wartość projektu przyjęto na podstawie analizy materiałów przekazanych przez operatorów sieci gazowych dotyczących ilości złożonych wniosków o przyłączenie do sieci gazowej.

Tabela 1: Planowana dynamika rozwoju sektora biometanu w ramach systemu aukcyjnego oraz szacowany poziom wsparcia.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Liczba zakładów wytwarzających biometan - ogółem [szt.]										
<i>1.1. Rozpoczynające wytwarzanie - podłączone do sieci gazowej</i>	4	5	9	11	11	13	0	0	0	0
<i>1.2. Prowadzące wytwarzanie w danym roku (narastające)</i>	4	9	18	29	40	53	53	53	53	53
2. Moc instalacji biometanu - [MWe]										
<i>Średnia moc instalacji</i>	2	2,44	2,83	2,89	2,77	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
3. Wielkość produkcji ogółem w danym roku [GWh]										
<i>Produkcja paliw gazowych</i>	145	400	926	1 635	2361	3160	3 160	3 160	3 160	3 160
4. Szacowany poziom wsparcia ogółem [mln zł/rok]										
<i>Poziom dopłaty do biometanu w poszczególnych latach</i>	48,68	135,99	321,38	576,93	845,59	1 148,50	1 227,82	1 258,51	1 289,97	1 322,22

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska m.in. na podstawie danych krajowych operatorów sieci gazowych.

Informacje dodatkowe: Szacowany poziom wsparcia ogółem (pkt 4 tabeli) wyznaczono uwzględniając:

- planowaną dynamikę rozwoju sektora wyrażającą się roczną wielkością produkcji wskazaną w pkt 3 powyżej, gdzie docelowa wartość produkcji w 2030 r. wynosi 300 mln m³ biometanu (ok. 3,16 TWh);
- średnią cenę gazu ziemnego z dnia 13 czerwca 2024 r. na poziomie 176,20 zł/MWh, na podstawie TGEgasDA, indeksowaną wskaźnikiem inflacji w kolejnych latach na poziomie 2,5%;
- poziom wsparcia dla biometanu w wys. 490,50 zł/MWh – stanowiący 90% ceny referencyjnej określonej w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2477); szacuje się, że ceny w aukcjach będą średnio niższe od obecnych cen referencyjnych o co najmniej 10%;
- poziom zużycia energii elektrycznej na podstawie danych z Raportu z działalności Prezesa URE za 2023 r. – indeksowanych wskaźnikiem wzrostu 1,23% określonym w załączniku nr 2 do PEP 2040.

Jednocześnie mając na uwadze zapotrzebowanie na gaz ziemny w sektorze transportu, związane z realizacją NCW określonego w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, przewiduje się przede wszystkim wykorzystanie biometanu w tym sektorze. W związku z powyższym w projekcie założono, iż wytwórcy objęci aukcyjnym systemem wsparcia, którzy w kolejnych latach będą ubiegać się o rozliczenie ujemnego salda, dokonując

sprzedaży biometanu na potrzeby realizacji NCW będą zwolnieni z obowiązku rozliczenia w systemie aukcyjnym odpowiedniej ilości biometanu zadeklarowanej w procedurze aukcyjnej.

W związku z powyższym w przepisach projektu ustawy przewidziano:

- wyłączenie z możliwości zaliczenia do NCW biometanu objętego wsparciem aukcyjnym – zmiana zawarta w projektowanym art. 83s ustawy OZE,
- zwolnienie z rozliczenia obowiązku sprzedaży przez wytwórcę, który wygrał aukcję biometanu, sprzedanego biometanu w tej części, w której został on przeznaczony do realizacji NCW – zmiana zawarta w art. 83 ust. 3b projektu ustawy OZE.

3. Wpływ na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych - opłata OZE

Wpływ systemu aukcyjnego dla biometanu na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych będzie w przyszłości uzależniony od szeregu czynników, do których zaliczyć należy przede wszystkim: ceny gazu ziemnego, poziomu cen wsparcia dla biometanu stanowiących podstawę do rozliczenia ujemnego salda, poziomu konsumpcji energii elektrycznej oraz ilość instalacji, które ostatecznie przystąpią do systemu aukcyjnego. W kolejnych latach obciążenie sektora elektroenergetycznego będzie natomiast uzależnione od poziomu wykorzystania biometanu, wytworzonego w instalacjach objętych systemem aukcyjnym, w paliwach transportowych.

Zgodnie z przeprowadzonymi analizami finansowanie systemu aukcyjnego z opłaty OZE wpłynie nieznacznie na wzrost cen energii elektrycznej. Poniżej przedstawiono szacunki dotyczące wpływu systemu aukcyjnego na rachunek końcowy odbiorców energii elektrycznej. Warto podkreślić, iż jest to szacunek uwzględniający wariant konserwatywny, który zakłada, że (pomimo możliwości wykorzystania biometanu w transporcie) całość biometanu, który uzyskał wsparcie w systemie aukcyjnym, zostanie w tym systemie zaoferowana na rynku. Jak wyjaśniono powyżej należy się spodziewać, iż wykorzystanie biometanu w sektorze paliwowym wpłynie na zmniejszenie obciążenia sektora elektroenergetycznego w stosunku do zaprezentowanych poniżej szacunków.

Tabela 2: Prognozowany wpływ na rachunek końcowy odbiorców energii elektrycznej w latach 2025-2034.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Poziom wsparcia <i>(w mln PLN)</i>	48,68	135,99	321,38	576,93	845,59	1 148,50	1 227,82	1 258,51	1 289,97	1 322,22
odbiorcy na WN <i>(grupy A)</i>	0,03%	0,09%	0,21%	0,37%	0,52%	0,68%	0,70%	0,69%	0,69%	0,68%
odbiorcy na SN <i>(grupy B)</i>	0,03%	0,08%	0,19%	0,33%	0,47%	0,61%	0,63%	0,62%	0,61%	0,60%
odbiorcy na nN <i>(grupy C)</i>	0,02%	0,06%	0,14%	0,25%	0,35%	0,46%	0,47%	0,47%	0,46%	0,46%
odbiorcy grup G	0,04%	0,11%	0,25%	0,44%	0,62%	0,81%	0,84%	0,83%	0,82%	0,81%
<i>w tym: gospodarstwa domowe</i>	0,04%	0,11%	0,25%	0,43%	0,60%	0,79%	0,82%	0,81%	0,80%	0,79%

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwo Klimatu i Środowiska na podstawie danych Prezesa URE.

Informacje dodatkowe: Przy określeniu ceny dla poszczególnych grup odbiorców wykorzystano ceny oraz poziom konsumpcji energii elektrycznej wskazane w raporcie z działalności Prezesa URE za 2023r. Wpływ na ceny obliczono przy założeniu poziomu konsumpcji energii elektrycznej oraz jej średnich cen ustalając jako wyjściowy rok 2023 indeksowany w kolejnych latach wskaźnikiem inflacji 6,6% dla 2024 r. i 2,5% w kolejnych latach. Poziom konsumpcji energii elektrycznej został indeksowany dla każdego roku wskaźnikiem wzrostu 1,23% określonym w załączniku nr 2 do PEP 2040.

Średnie ceny energii elektrycznej w 2023 r. wynoszą: odbiorcy na WN (grupa A) – 880,34 zł/MWh, odbiorcy na SN (grupy b) – 984,97 zł/MWh, odbiorcy na nN (grupy C) – 1 303,55 zł/MWh, odbiorcy grupy G – 737,01 zł/MWh (w tym gospodarstwa domowe – 757,85 zł/MWh).

4. Możliwości w zakresie wykorzystania biometanu do realizacji NCW

Jak wskazano powyżej wykorzystanie biometanu objętego systemem aukcyjnym na potrzeby realizacji NCW, tj. do celów transportowych, pozwoli obniżyć obciążenie sektora elektroenergetycznego. Jak wskazano powyżej, w celu umożliwienia przekierowania biometanu z sektora elektroenergetyki do sektora transportu wprowadzono odpowiednie regulację w projekcie ustawy. Zgodnie z proponowanym art. 83 ust. 3b ustawy OZE, rozszerzono katalog przesłanek zwalniających z obowiązku wytworzenia i sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego tych ilości biometanu zadeklarowanych w systemie aukcyjnym, które zostały sprzedane na potrzeby realizacji NCW. Takie rozwiązanie

umożliwi przekierowanie części lub całości biometanu formalnie objętego systemem wsparcia do sektora transportowego.

Dodatkową korzyścią związaną z wykorzystaniem biometanu w sektorze transportu są ograniczenia kosztów po stronie logistyki – ponieważ wykorzystanie biometanu nie powoduje potrzeby budowania w systemie paliwowym dedykowanych ciągów logistycznych niezbędnych do dystrybucji biometanu. Powyższe wynika z możliwości wykorzystania biometanu do produkcji biowodoru stosowanego w instalacjach rafineryjnych, dostarczanego przy wykorzystaniu obecnej infrastruktury gazowej.

O roli biometanu w sektorze transportu świadczy również fakt, iż to paliwo gazowe może być jednym z nielicznych nośników energii umożliwiających realizację celów w zakresie udziału OZE w tym sektorze w związku z koniecznością osiągnięcia obowiązkowych, minimalnych udziałów tzw. *zaawansowanych biopaliw* i biogazu wytworzonych z surowców wymienionych w zał. IX część A dyrektywy REDII. Zgodnie z treścią art. 25 ust. 1 ww. dyrektywy, udział w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu ma wynieść co najmniej 0,2 % w 2022 r., co najmniej 1 % w 2025 r. oraz co najmniej 3,5 % w 2030 r.

Potencjalnie, w perspektywie roku 2030 podmioty realizujące NCW mogłyby wykorzystywać do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o *biokomponentach i biopaliwach ciekłych*, ok. 750-900 mln m³ biometanu rocznie. Przewiduje się dwa kierunki zagospodarowania biometanu w sektorze transportu, obejmujące zarówno bezpośrednie wykorzystanie w silnikach spalinowych jako zamiennik sprężonego (CNG) lub skroplonego (LNG) – 150-300 m³ biometanu rocznie lub jako źródło wytwarzania odnawialnego wodoru w przemyśle rafineryjnym, w ilości ok. 600 – 700 tys. m³.

Zastosowanie gazu ziemnego w transporcie otwiera przed biometanem nową perspektywę stopniowego zwiększania udziału tego niskoemisyjnego i odnawialnego paliwa gazowego w postaci bioCNG i bioLNG. Rynek ten będzie się rozwijał wraz z postępującą rozbudową infrastruktury tankowania oraz rosnącą flotą pojazdów zasilanych paliwem CNG i LNG. Atutem wykorzystania sprężonego bioCNG jest, wobec np. aut diesla, przede wszystkim znaczna redukcja emisji zanieczyszczeń, tj. głównie pyłów PM, związków azotu NO_x i siarki, a także poziomu hałasu o ok. 5-7 dB. Podstawową zaletą aut zasilanych gazem bioCNG jest fakt, iż paliwo wytwarzane jest na bazie dostępnej lokalnie biomasy, w tym bioodpadów, co umożliwia redukcję kosztów ich zagospodarowania. Należy także podkreślić, że koszt auta zasilanego sprężonym gazem jest porównywalny z kosztem zakupu pojazdu z tradycyjnym silnikiem, co nie jest bez znaczenia wobec potrzeby zastąpienia eksploatowanej floty pojazdów.

Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o *elektromobilności i paliwach alternatywnych* (Dz. U. z 2023 r. poz. 875), operatorzy systemów gazowych zobowiązani są do udostępnienia w dużych aglomeracjach punktów tankowania CNG. Mapa i lokalizacja krajowych stacji CNG, opracowana przez Urząd Dozoru Technicznego (UDT) na podstawie ww. ustawy regulującej kwestie Ewidencji Infrastruktury Paliw Alternatywnych, jest dostępna pod linkiem <https://eipa.udt.gov.pl/>.

5. Porównanie wpływu na poszczególne sektory energetyczne – analiza porównawcza

W celu dokonania porównania potencjalnego wpływu kosztów ponoszonych na wsparcie sektora biometanu na poszczególne nośniki energii (paliwa ciekłe, energia elektryczna i gaz ziemny) przygotowano analizę porównawczą przyjmując następujące założenia:

- poziom konsumpcji (w tabeli 3) oraz średnie ceny paliw ciekłych (oleju napędowego oraz benzyn silnikowych) na podstawie danych zawartych w raporcie Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego (POPiHN) za rok 2023², wynoszą odpowiednio 6 610 zł/m³ oraz 6 510 zł/m³ brutto;

² <https://popihn.pl/wp-content/uploads/2024/05/RAPORT-ZA-ROK-2023-1.pdf>

- poziom zużycia (w tabeli 3) oraz średnie ceny energii elektrycznej i gazu na podstawie danych zawartych w *Raporcie z działalności Prezesa URE za 2023 r.*³; średnia cena sprzedaży dla energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego – 895,46 zł/MWh oraz średnia, detaliczna cena płacona przez odbiorcę gazu ziemnego – 384,11 zł/MWh,
- ilość biometanu objęta wsparciem – 300 mln m³, tj. maksymalna ilość biometanu planowana do objęcia wsparciem w ramach systemu aukcyjnego.

Tabela 3: Roczna konsumpcja nośników energii i prognozowany wpływ wsparcia na zmianę cen poszczególnych nośników energii.

	2023r.	wpływ na cenę [%]
1. Roczna konsumpcja paliw ciekłych, w tym:		
- olej napędowy [mln m ³]	23,30	0,67
- benzyny silnikowe [mln m ³]	8,03	0,69
2. Roczna konsumpcja energii elektrycznej – ogółem [TWh]	142,17	1,32
3. Roczna konsumpcja gazu ziemnego [TWh]	165,00	1,75

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwo Klimatu i Środowiska na podstawie danych Prezesa URE i POPIHN.

Z powyższej analizy porównawczej wynika, iż koszty wsparcia dla biometanu będą miały najmniejszy wpływ na sektor transportu.

³ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>