

kwiecień 2021

Przegląd gazowniczy

WYDANIE SPECJALNE



**BIOMETAN
MA PRZYSZŁOŚĆ**



PGNiG gwarantem bezpieczeństwa energetycznego Polski

Naszą misją jest zapewnienie Polsce bezpieczeństwa energetycznego. Każdemu naszemu działaniu przyświeca myśl, by działać zgodnie z interesem kraju i społeczeństwa, tak by realizować ambitne cele biznesowe i jednocześnie wspierać ideę patriotyzmu narodowego.



W 2021 roku odbędą się w Kielcach
XI Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS
organizowane przez Targi Kielce SA oraz Izbę Gospodarczą Gazownictwa.

Z troski organizatorów o bezpieczeństwo wystawców, gości z firm zainteresowanych nowościami techniki w branży, uczestników konferencji i warsztatów, zaplanowaliśmy, że
Targi odbędą się 15 - 16 września 2021 r.

Części wystawienniczej EXPO-GAS towarzyszą:

- konferencja problemowa
- warsztaty techniczne z zakresu standaryzacji

Serdecznie zapraszamy do udziału wszystkich zainteresowanych najnowszymi technologiami w gazownictwie oraz zainteresowanych perspektywami rozwoju sektora biometanu w Polsce

Zachęcamy Państwa do udziału w targach



Obradujący w październiku ubiegłego roku VII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego w jednej z przyjętych uchwał zapisał postulat, aby: *w procesie transformacji gospodarki w niskoemisyjną uwzględnić znaczenie sektora produkcji biogazu i biometanu. Istotne jest stworzenie ram legislacyjnych przyspieszających rozwój tego sektora poprzez uchwalenie specustawy umożliwiającej powstanie warunków regulacyjnych do bezpiecznego inwestowania w biometanownie. Nowe regulacje powinny ułatwiać i wspierać produkcję, wykorzystanie oraz transport biometanu za pomocą istniejącej i nowo budowanej infrastruktury gazowej. Z zadowoleniem przyjmujemy fakt, że debatowane podczas kongresu postulaty znalazły uznanie i są już realizowane. W styczniu br. Ministerstwo Klimatu i Środowiska opublikowało i skierowało do konsultacji projekt zmiany rozporządzenia o funkcjonowaniu systemu gazowego. Zawiera on parametry jakościowe, jakie będzie musiał spełniać biometan, aby mógł być zatłaczany do sieci gazowych. Biorąc pod uwagę, że narodowy koncern gazowy pracuje nad strategią rozwoju pod hasłem „Zielony zwrot w PGNiG”, jako Izba Gospodarcza Gazownictwa musimy aktywnie kontynuować działania na rzecz rozwoju paliw alternatywnych.*

„Przegląd Gazowniczy” od dłuższego czasu otwiera łamy dla tej problematyki. Pragnąc włączyć się w prowadzone badania i ekspertyzy, przygotowaliśmy wydanie specjalne naszego kwartalnika poświęcone biometanowi, zielonemu paliwu przyszłości. Zaprosiliśmy do współpracy praktyków z sektora gazowniczego, naukowców z licznych w Polsce ośrodków uniwersyteckich i instytutów badawczych, które wieloaspektowo badają stan i perspektywy rozwoju rynku biometanu w Polsce. Dotyczą one technologii stosowanych w przemyśle biometanowym, potencjału inwestycyjnego w zakresie budowy biogazowni, ale też zaplecza surowcowego dla rozwijającej się infrastruktury, bowiem to daje szansę polskiemu rolnictwu i gospodarce komunalnej. Doświadczenia innych państw pokazują, że to właśnie lokalne uwarunkowania powinny decydować o tym, jak ukształtować rynek biometanu. Zwłaszcza w Polsce, kraju o tak dużym udziale rolnictwa w PKB, musimy ten potencjał wykorzystać do wsparcia transformacji energetycznej.

Zwracamy również uwagę na wyzwania stojące przed polskim gazownictwem, związane z przygotowaniem systemu do przesyłania biometanu. Chodzi o dostosowanie specyfiki sieci do rozprowadzania biometanu zasilanego

lokalnie w sposób ogólnokrajowy, a także o budowanie biogazowni z układami oczyszczania do biometanu. Obecnie do celów energetycznych biogaz wykorzystywany jest w małej skali w lokalnych źródłach wytwórczych, ponieważ z uwagi na słabe „usieciowienie gazowe” terenów rolniczych, na których biogaz jest wytwarzany, bezpośrednie jego użytkowanie na szerszą skalę w gazownictwie sieciowym jest trudne. Kluczową kwestią jest jednak proces legislacyjny. Wypracowanie odpowiedniego sposobu jego organizacji oraz zastosowanie optymalnych mechanizmów wsparcia wciąż stanowi istotne wyzwanie. W tym wydaniu prezentujemy charakterystykę krajowych rynków biometanu w wybranych państwach członkowskich Unii Europejskiej, koncentrując się na ocenie obowiązujących w tych krajach systemów wsparcia oraz identyfikacji mechanizmów pomocniczych mających największy potencjał do szerszego zastosowania na poziomie krajowym. Jednocześnie publikujemy analizy naszych prawników, wskazujące, że konieczne i pilne są modyfikacje zasad systemu wsparcia dla instalacji biometanowych oraz określenie zasad relacji z operatorem systemu dystrybucyjnego w kontekście przyłączenia instalacji i wprowadzania biometanu do sieci gazowej. Zdaniem prawników kluczowe jest podjęcie współpracy przez wszystkich uczestników powstającego rynku i odpowiednie wyważenie interesów sektora wytwórców, operatorów oraz odbiorców systemów gazowych. Wydanie specjalne „Przeglądu Gazowniczego” zamierzamy dystrybuować wśród stałych czytelników naszego kwartalnika, ale planujemy także skierować je do samorządów w całym kraju, ponieważ to tam potencjalny polski sektor biometanowy będzie powstawał i tam wiedza o mechanizmach tworzenia, wdrażania i działania tej nowej branży jest najpotrzebniejsza.



Dr Robert Perkowski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

Wydawca:
Izba Gospodarcza Gazownictwa
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
www.igg.pl
e-mail: office@igg.pl



Przewodnicząca Rady Programowej:
Teresa Laskowska, dyrektor IGG

Reaktor naczelny:
Adam Cymer

DTP i druk: BARTGRAF
04-120 Warszawa, ul. Gedymina 13/28
tel. 601 968 520,
e-mail: ksiezopolska@bartgraf.com.pl

Dobre praktyki rozwoju rynku biometanu – lekcje dla Polski i Europy

Aleksander Gabryś, Krzysztof Dzieciołowski

Ostatnie kilkanaście miesięcy to okres wzmożonej dyskusji na temat przyszłości polskiej i europejskiej energetyki, będącej bezpośrednim następstwem ogłoszonego w grudniu 2019 roku Europejskiego Zielonego Ładu – planu działania na rzecz zrównoważonej i zeroemisyjnej gospodarki UE.

Jednym z kluczowych narzędzi do osiągnięcia celów postawionych przez Radę Europejską i Komisję Europejską ma być – oprócz dalszego wzrostu udziału OZE w miksie elektroenergetycznym – również dekarbonizacja sektora gazowego, polegająca na stopniowym zastępowaniu gazu konwencjonalnego tzw. gazami odnawialnymi, w tym m.in. biometanem. Przedstawiciele KE już w pierwszej połowie bieżącego roku sygnalizowali, iż zasadne jest zastanowienie się nad możliwościami wykorzystania infrastruktury gazowej na potrzeby przesyłu gazów odnawialnych, a kwestie te mogą zostać szczegółowo uregulowane w tzw. czwartym pakiecie energetycznym.

W Polsce również pojawiają się zapowiedzi prac nad regulacjami wspierającymi biometan, a dodatkowo szeroko zakrojone inwestycje w nowym segmencie rynku zapowiadają przedstawiciele biznesu. Najbardziej aktywne w tym obszarze PGNiG szacuje potencjał polskiego rynku na około 4 mld m³ biometanu rocznie. Jego realizacja wymagałaby budowy około dwóch tysięcy biometanowni i nakładów inwestycyjnych w wysokości około 70 mld zł w najbliższej dekadzie.

O ile przekonanie o potrzebie rozwoju rynku biometanu wydaje się więc coraz bardziej powszechne (zarówno w Polsce, jak i Unii Europejskiej), to wypracowanie odpowiedniego sposobu jego organizacji oraz zastosowanie optymalnych mechanizmów wsparcia wciąż stanowi istotne wyzwanie. W większości państw członkowskich rynek ten znajduje się we wczesnej fazie rozwoju, a poszczególne strategie jego stymulacji przynoszą zróżnicowane rezultaty.

W artykule przedstawiliśmy charakterystykę krajowych rynków biometanu w wybranych państwach członkowskich Unii Europejskiej, koncentrując się na ocenie obowiązujących w tych krajach systemów wsparcia oraz identyfikacji mechanizmów pomocowych mających największy potencjał szerszego zastosowania zarówno w danym kraju, jak i całej Wspólnocie. Analizie poddane zostały rynki biometanu w Danii, Niemczech, Włoszech i Francji – znajdują się bowiem w innych fazach rozwoju i cechują się zróżnicowanym podejściem do projektowania systemów wsparcia.

Celem naszej analizy jest identyfikacja zarówno dobrych praktyk, jak i mniej skutecznych działań podejmowanych przez poszczególne państwa członkowskie UE oraz próba wskazania na

tej podstawie rekomendowanych kierunków działania w Polsce i całej Wspólnocie.

Dania

Sektor biogazu w Danii rozwijał się już w latach 80. i 90. XX wieku, bazując na modelu, w którym relatywnie niewielkie biogazownie, zlokalizowane w małych miejscowościach, zarządzane przez spółdzielnie rolnicze, były źródłem energii elektrycznej i ciepła dla tych miejscowości. Jednocześnie rynek biometanu właściwie nie istniał aż do 2012 roku, kiedy przyjęte zostały rozwiązania regulacyjne, zakładające wsparcie dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej. Kluczowe okazały się trzy przyjęte wówczas rozwiązania:

- **dedykowane wsparcie inwestycyjne** – dotacje celowe służące rozwojowi instalacji produkujących biometan, które sięgały 30% wartości inwestycji. W 2012 roku ze środków publicznych dofinansowano w ten sposób 19 pierwszych duńskich biometanowni (w późniejszym okresie mechanizm ten nie był już stosowany),
- **feed-in premium (FIP)** – system dopłat do ceny rynkowej gazu ziemnego, polegający na zagwarantowaniu producentom biometanu premii w stosunku do ceny rynkowej gazu ziemnego, kalkulowanej na podstawie korzystnej formuły cenowej,
- **system zielonych certyfikatów** – duński OSP Energinet prowadzi rejestr oraz wydaje certyfikaty producentom, którzy wprowadzają biometan do sieci gazowej. Każdy certyfikat poświadcza wprowadzenie 1 MWh biometanu do sieci Energinet. Certyfikaty są akceptowane w ramach systemu ETS (na potrzeby raportowania redukcji emisji CO₂) i mogą być przedmiotem handlu w kraju i za granicą.

Zaproponowane mechanizmy wsparcia przyciągnęły duże koncerny energetyczne (m.in. EON, Nature Energy, Ørsted), które mogły zaangażować znaczne środki finansowe przeznaczone na uruchomienie przyłączonych do sieci instalacji produkcyjnych biometanu.

Efekty wprowadzonego systemu szybko przerosły najśmielsze oczekiwania. Na koniec 2018 roku w Danii działało 90 instalacji

produkcyjnych biogazu, z czego 24 to biometanownie przyłączone bezpośrednio do sieci dystrybucyjnych. W zaledwie kilka lat Dania stała się jednym z największych producentów biometanu w Europie (i zdecydowanie największym *per capita*) – łączny wolumen produkcyjny wzrósł z 0 TWh w 2013 roku do 0,1 TWh rok później i aż 1,4 TWh w 2017 roku.

W konsekwencji – zgodnie ze strategicznymi założeniami duńskich władz – biometan stał się istotnym elementem krajowego mixu gazowego, stanowiąc ponad 10% łącznego wolumenu zużytego przez odbiorców końcowych w 2019 roku (prognozy wskazują, iż wskaźnik ten powinien osiągnąć około 13% w bieżącym roku).

Jednocześnie, o ile przyrosty wolumenu produkcyjnego robiły wrażenie, szybko stało się jasne, iż system wsparcia został przewymiarowany. Koszty jego utrzymania wyniosły prawie 135 mln euro w 2016 roku i aż 215 mln euro rok później, co duński parlament skłoniło do przegłosowania w czerwcu 2018 roku nowelizacji przepisów i wprowadzenia nowego systemu wsparcia. Mechanizm FIP zastąpiono systemem aukcyjnym, przy założeniu maksymalnych poziomów cenowych w poszczególnych aukcjach. Coroczna pula środków do rozdysponowania wśród zwycięzców aukcji ma wynieść nie więcej niż 32 mln euro, co znacząco ograniczy wydatki budżetu państwa na wsparcie sektora. Aukcje, w ramach których wsparcie zostanie przyznane na 20 lat, mają odbyć się w latach 2021–2023. Wydaje się, że znaczące ograniczenie skali możliwego wsparcia zmniejszy dynamikę dalszego rozwoju rynku biometanu w Danii.

Niemcy

W Niemczech system wsparcia produkcji biogazu i biometanu od początku koncentrował się na ich wykorzystaniu na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepłej w jednostkach kogeneracyjnych. Jego elementy kształtowane były w kolejnych nowelizacjach ustawy o OZE (w latach 2000, 2004, 2009, 2013 i 2017).

W Niemczech w ostatnich piętnastu latach kluczowymi mechanizmami wsparcia były:

- **feed-in tariff (FIT)** – system taryfy gwarantowanej, tj. określonej na szczeblu regulacyjnym stałej ceny referencyjnej, zapewniający producentom stabilny i przewidywalny poziom przychodów i ułatwiający pozyskanie finansowania dłużnego na budowę instalacji,
- **wymóg odbioru energii** – zobowiązanie operatorów sieci do odbioru energii wytworzonej ze źródeł OZE,
- **Gas Upgrading Bonus** – obowiązująca w latach 2009–2014 dodatkowa premia kierowana wyłącznie do producentów biometanu (a nie biogazu), wypłacana jako dodatkowy bonus do FIT,
- **dedykowane wsparcie inwestycyjne** – mimo braku federalnych instrumentów wsparcia, poszczególne landy wspierały w przeszłości inwestycje w biogazownie i biometanownie na podstawie regionalnych systemów stymulacji gospodarczej sektora. Wsparcie inwestycyjne było sukcesywnie wygaszane wraz z osiągnięciem satysfakcjonującego poziomu rozwoju rynku w poszczególnych regionach.

W wyniku ich obowiązywania Niemcy stały się największym rynkiem biogazu i biometanu w Europie. W 2018 roku łączny wolumen produkcji tych gazów odnawialnych wyniósł około

10 mld m³, z czego prawie 10% (0,9 mld m³) stanowiła produkcja biometanu. W przeciwieństwie do Danii ich wykorzystanie koncentruje się niemal wyłącznie w obszarze produkcji energii elektrycznej i ciepła – w 2018 roku 99% łącznego wolumenu biogazu i biometanu spalano w jednostkach CHP, zapewniając odpowiednio 14% i 10% energii elektrycznej i ciepła, dostarczanych przez wszystkie źródła OZE. W przypadku samego biometanu kluczowym elementem systemu wsparcia okazał się Gas Upgrading Bonus, który doprowadził do wzrostu poziomu produkcji z 1,2 TWh w 2012 roku do 9,1 TWh w 2014 roku.

Jednocześnie w 2017 roku system taryfy gwarantowanej (FIT) zastąpiono systemem aukcyjnym, który ma na celu ograniczenie kosztów wsparcia (rząd decyduje o maksymalnej kwocie przeznaczonej na każdą aukcję) i stymulację poprawy efektywności kosztowej po stronie producentów. W praktyce producenci zgłaszają zapotrzebowanie na wysokość taryfy w formule *feed-in premium* (obowiązującej przez 20 lat), która gwarantuje im rentowność produkcji. Wygrywają oferty mieszczące się w ustalonej kwocie dotacji na daną aukcję. Każdorazowo rząd ustala maksymalną wysokość taryfy do przyznania w ramach danej aukcji (osobno dla nowych i istniejących instalacji).

Zmiana systemu wsparcia jest czytelnym sygnałem ze strony ustawodawcy, wskazującym, iż rynek biogazu i biometanu osiągnął relatywnie wysoki stopień rozwoju, a priorytetem na kolejne lata jest zapewnienie stabilnego i efektywnego kosztowo otoczenia regulacyjnego. Jednocześnie długoterminowe perspektywy rozwoju sektora wydają się niepewne. Potencjał gazów odnawialnych w obszarze produkcji energii elektrycznej i ciepła w dużej mierze wydaje się wykorzystany, natomiast brak zdecydowanych działań na rzecz zwiększenia udziału biometanu w transporcie oraz zastępowania nim gazu konwencjonalnego w sieciach gazowych. Innymi słowy, o ile w przewidywalnej przyszłości biogaz i biometan pozostaną istotnym elementem niemieckiego mixu energetycznego, to dynamika wzrostu ich wykorzystania będzie zauważalnie niższa niż w poprzedniej dekadzie.

Włochy

Włochy od lat są jednym z największych rynków biogazu w Europie, zajmując drugie miejsce pod względem liczby biogazowni oraz trzecie w odniesieniu do wolumenu produkcyjnego (8,3 TWh w 2017 roku). Podobnie jak w Niemczech, dotychczasowe wykorzystanie biogazu było skoncentrowane przede wszystkim w segmencie produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Największy rozwój rynku biogazu przypadł na lata 2008–2012, kiedy wprowadzony został system taryfy gwarantowanej (FIT), zapewniający najwyższe w Europie poziomy cenowe dla małych instalacji produkcyjnych (280 euro/MWh dla instalacji o mocy poniżej 1 MW), co z kolei przełożyło się na prawie 4,5-krotny wzrost produkcji energii z biogazu w tym okresie. W 2013 roku system ten zastąpiono mechanizmem FIP, który znacznie spowolnił dynamikę rozwoju włoskiego rynku biogazu.

W tym samym czasie włoskie władze próbowały przeorientować swoją politykę wsparcia, ustanawiając taryfę FIT, dedykowaną produkcji biometanu wykorzystywanego w transporcie, wysokosprawnej kogeneracji oraz przeznaczonego do załoczenia do sieci gazowej. Jednocześnie z uwagi na brak odpowiednich aktów wykonawczych rynek biometanu *de facto* pozostał „martwy”.

W 2017 roku na terenie Włoch znajdowało się zaledwie 8 biometanowni, w tym 7 małych instalacji pilotażowych.

Nowe rozwiązania regulacyjne sprzyjające rozwojowi rynku biometanu przyjęto dopiero w marcu 2018 roku. Włosi wprowadzili system wsparcia zorientowany na osiągnięcie celów redukcji emisji w sektorze transportowym, obejmujący m.in. biometan załączany do sieci gazowej, ale wyłącznie na potrzeby transportu. W tym przypadku zastosowano bardzo szeroką definicję „sieci”, obejmującą nie tylko konwencjonalną sieć gazową, ale również sieci wirtualne (transport samochodowy) oraz stacje bio-CNG i bio-LNG.

Głównym mechanizmem wsparcia w ramach obowiązujących od 2018 roku rozwiązań jest system zielonych certyfikatów (*Certificati Immissione in Consumo* – CIC). Certyfikaty są przyznawane za każde 10 Gcal wyprodukowanego biometanu (za każde 5 Gcal w przypadku „zaawansowanego” biometanu), zużywanego w sektorze transportowym. Nabywcami certyfikatów są przedsiębiorstwa zobowiązane, tj. krajowe firmy zajmujące się sprzedażą paliw, dla których jest to jeden z możliwych sposobów spełnienia narzuconych przez ustawodawcę wymogów w zakresie wykorzystania biopaliw. System zielonych certyfikatów spotkał się z dużym odzewem rynku – w 2019 roku działało już 18 biometanowni, a według szacunków SNAM (włoskiego operatora sieci gazowej) zapotrzebowanie na paliwa gazowe w 2022 roku wyniesie we Włoszech około 2 mld m³, z czego około 25% (0,5 mld m³) zostanie zaspokojone przez bio-CNG i bio-LNG.

Jednocześnie, oprócz systemu CIC w ramach zmian regulacyjnych z 2018 roku wprowadzono również mechanizm wsparcia dedykowany producentom biometanu załączanego do sieci, ale nieprzeznaczonego do wykorzystania w sektorze transportu. Jest to system świadectw pochodzenia wystawianych producentom biometanu, których nabywcami mogą być podmioty objęte unijnym systemem redukcji emisji ETS. Obecnie skala tego wsparcia jest istotnie mniejsza niż otrzymywane przez beneficjentów systemu CIC. W związku z tym spekuluje się, że system CIC zostanie rozszerzony na wszystkich producentów biometanu w momencie, gdy Włochy osiągną wyznaczone na poziomie kraju cele redukcji emisji w sektorze transportu. Z drugiej strony, analitycy włoskiego rynku wskazują, iż w scenariuszu istotnego i długotrwałego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ świadectwa pochodzenia mogą stać się wystarczającym czynnikiem stymulacji rozwoju rynku biometanu poza sektorem transportu na Półwyspie Apenińskim.

Francja

Analogicznie do pozostałych rynków poddanych analizie również we Francji wiodącym sposobem wykorzystania biogazu była historycznie produkcja energii elektrycznej i ciepła, w przypadku której system taryf gwarantowanych (FIT) wprowadzono na początku pierwszej dekady XXI wieku. O poziomie rozwoju rynku biogazu we Francji świadczy liczba instalacji wytwórczych, na koniec 2019 roku wynosząca aż 738 biogazowni.

W przypadku biometanu system FIT z gwarantowanym poziomem cenowym określonym na 15 lat wprowadzono pod koniec 2011 roku. W ramach mechanizmu producenci biometanu zawierają kontrakty sprzedażowe z dostawcami gazu, którzy otrzymują z budżetu państwa dodatkowe środki w celu pokrycia różnicy między ceną gazu ziemnego a wartością taryfy. Wysokość taryfy

uzależniona jest przede wszystkim od surowców wykorzystywanych do produkcji biometanu, oraz wielkości instalacji. Taryfa maleje wraz ze wzrostem maksymalnych zdolności produkcyjnych instalacji, co mniejszym instalacjom ma zapewnić konkurencyjność i służyć jako motor rozwoju lokalnej przedsiębiorczości na terenach wiejskich.

W pierwszych latach obowiązywania rezultaty systemu FIT nie były imponujące. Znaczny wzrost liczby biometanowni oraz wolumenu produkcyjnego nastąpił dopiero w 2015 roku, a dynamika ta częściowo jest funkcją kolejnych elementów systemu wsparcia wprowadzonych w ostatnich latach, takich jak:

- **rejestr gwarancji pochodzenia (2015)** – gwarancje pochodzenia – odpowiadające 1 MWh biometanu wtłoczonego do sieci gazowej – są wydawane jego producentom. Każdy certyfikat jest ważny 24 miesiące, a system zakłada, iż certyfikaty mogą być odkupowane od producentów biometanu przez innych dostawców gazu bądź bezpośrednio przez odbiorców lub hurtowników,
- **dotacja do budowy przyłącza (2016)** – pokrycie 40% kosztów budowy przyłącza przez operatora sieci gazowej,
- **udostępnienie magazynów gazu (2017)** – w efekcie zakończenia wspólnego projektu badawczego prowadzonego przez operatorów pojemności magazynowych umożliwiono załączanie biometanu do podziemnych magazynów gazu.

Dopiero połączenie systemu FIT z ww. rozwiązaniami pozwoliło na odpowiednio duże „przyspieszenie” na rynku biometanu we Francji. Liczba biometanowni załączających gaz do sieci dystrybucyjnej wzrosła z 18 w 2015 roku do 123 w 2019 roku. W tym samym roku łączny wolumen biometanu wprowadzanego do sieci wyniósł ponad 1,2 TWh (+73% w stosunku do 2018 roku). Dodatkowo, według stanu na koniec 2019 roku w różnej fazie rozwoju znajdowało się aż 1085 projektów biometanowni o łącznym potencjale produkcyjnym 24 TWh/r.

Obserwowana dynamika wzrostu odpowiada założeniom rozwojowym Francji, która jako jedno z pierwszych państw na świecie określiła mierzalne cele rozwoju rynku biometanu we własnym ustawodawstwie – według założeń opracowanych przez Ministerstwo ds. Transformacji Ekologicznej krajowa produkcja ma osiągnąć 8 TWh w 2023 roku, przy założeniu, iż podstawowym zastosowaniem będzie załączanie do sieci gazowych, a następnie wykorzystanie w sektorze transportowym.

* * *

Przedstawiona analiza pozwala wskazać kierunkowe rekomendacje dotyczące optymalnego podejścia do tworzenia systemu wsparcia dla biometanu w poszczególnych państwach członkowskich Unii Europejskiej oraz całej Wspólnoty.

Po pierwsze, biometan oferuje szerokie spektrum możliwego zastosowania: a) w produkcji energii elektrycznej i ciepła, b) jako paliwo transportowe, c) jako substytut gazu konwencjonalnego w sieciach gazowych. W efekcie strategia rozwoju rynku biometanu w poszczególnych państwach powinna odzwierciedlać stan realizacji zobowiązań klimatycznych w poszczególnych sektorach oraz inne specyficzne uwarunkowania. W wielu przypadkach jednoczesna stymulacja zastosowania biometanu we wszystkich sektorach może być zbyt kosztowna/trudna z perspektywy organizacyjnej. Nie oznacza to, że nie jest ona możliwa, niemniej jednak priorytetyzacja poszczególnych sektorów może być konieczna.

Po drugie, możliwa jest implementacja mechanizmów wsparcia we wszystkich częściach łańcucha wartości rynku biometanu: na etapie produkcji, transportu (dystrybucji) oraz zużycia. Wybór optymalnego miksu mechanizmów wsparcia musi uwzględniać preferencje sektorowe, a także konieczność sprawiedliwego „rozłożenia” korzyści pomiędzy poszczególnymi grupami interesariuszy.

Po trzecie, istotne jest wypracowanie odpowiedniego zbilansowania kosztów i korzyści w ramach systemu wsparcia. Przykłady Danii i Niemiec wskazują, że duża dynamika rozwoju rynku biometanu była osiągnięta w wyniku ustanowienia mechanizmów, które z czasem okazywały się zbyt kosztowne i musiały zostać skorygowane. W konsekwencji, w przypadku chęci zastosowania systemów FIT i FIP obowiązujących przez 15–20 lat rekomendowane jest, aby jednostki odpowiedzialne za ich projektowanie uwzględniały ryzyko gwałtownego wzrostu obciążeń kosztowych oraz wprowadzały odpowiednie mechanizmy bezpieczeństwa (np. w postaci maksymalnego poziomu wsparcia przysługującego producentowi w całym okresie korzystania z systemu).

Ważne, aby system wsparcia był zgodny z przepisami/zaleceniami formułowanymi w Unii Europejskiej oraz możliwie spójny z innymi systemami wsparcia dedykowanymi OZE istniejącymi w danym państwie. Z tej perspektywy korzystnym rozwiązaniem wydaje się zwłaszcza system aukcyjny.

Po czwarte, istotnym czynnikiem sukcesu w pierwszej fazie rozwoju rynku wydaje się dostępność kapitału pozwalającego sfinansować nakłady inwestycyjne na budowę instalacji produkcyjnych oraz kosztów przyłącza. W wielu przypadkach wystarczające może okazać się zaangażowanie silnych kapitałowo przedsiębiorstw, gotowych do poniesienia odpowiednio dużych nakładów w obliczu antycypowanych korzyści wynikających z systemu wsparcia. Jednocześnie, mechanizmami skutecznie stymulującymi procesy inwestycyjne (szczególnie w przypadku mniejszych inwestorów), wydają się bezzwrotne dotacje/preferencyjne pożyczki, a także zwolnienia z finansowania przynajmniej części kosztów budowy przyłącza.

W tym kontekście ważną rolę może odegrać finansowanie na poziomie wspólnotowym – zarówno w postaci konkretnych funduszy celowych UE, jak i zagwarantowania preferencji dla finansowania inwestycji biometanowych przez Europejski Bank Inwestycyjny.

Aleksander Gabryś, Krzysztof Dzięciołowski (EY Polska)

* Włoski dekret Rady Ministrów z 10 października 2014 roku określa biometan „zaawansowany” jako wyprodukowany z wykorzystaniem: pozostałości poprodukcyjnych, odpadów pochodzących z działalności rolniczej, wybranych odpadów organicznych lub określonych upraw niespożywczych.

Perspektywy rozwoju rynku gazu vs Europejski Zielony Ład

Waldemar Kamrat

W okresie transformacji ustrojowej w Polsce dokonano wielu działań reformatorskich w sektorze paliw i energii. Obecnie wpływ pandemii koronawirusa powoduje/będzie powodował kryzys i ekonomiczną recesję, ale dość umiarkowaną – należy dobrze się przygotować, aby wielkie pakiety pomocowe (w postaci kredytów i innych środków pomocowych) mogły racjonalnie stymulować krajową gospodarkę. Z drugiej strony, podstawowe założenia polityki klimatycznej prowadzące do Europejskiego Zielonego Ładu (*Green Deal*) Unii Europejskiej będą utrzymane albo zostaną wkomponowane w programy pomocowe (pomoc dla nowych technologii) lub tylko chwilowo wstrzymane, ale bez zmian terminów obowiązywania podstawowych celów europejskiej polityki klimatycznej. Oznacza to, że realizacja *Green Deal* (GD) może być także obowiązkową dominantą dla otrzymania przez Polskę pomocy UE [5]. Ta sytuacja stawia przed sektorem gazowniczym i rynkiem gazu nowe wyzwania, nowe problemy, których nikt z zewnątrz za nas nie rozwiąże. Dlatego niezwykle istotna jest rzetelna ocena i wypracowanie kierunków rozwoju polskiego sektora gazowniczego. Izba Gospodarcza Gazownictwa, poprzez zaproponowanie tematyki VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego 2020 twórczo włączyła się w powyższe procesy, stwarzając forum i ramy dyskusji na tak ważne tematy.

Do 2030 roku, wobec stopniowego odejścia od paliw węglowych, spowodowanego presją środowiskową, znaczącą rolę odegrają technologie gazowe (jako pomostowe). Mogą one zastąpić w części kurcząca się bazę paliwową węglową. Ponadto, trzeba będzie znaleźć „zatrudnienie”/wykorzystanie powstającej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej gazowej wobec uzyskiwania niezależności od bezpośrednich dostaw gazu z Gazpromu [4].

Rola gazu jest energetycznie ważna szczególnie dla ciepłownictwa – kogeneracji. W zespołach elektrociepłowni pracujących dla ciepłownictwa ważną rolę spełniają bloki gazowo-parowe, które – ze względu na moce – można zaliczyć do źródeł wielkoskalowych (powyżej 50 MW), biorąc pod uwagę aktualne uregulowania prawne (do 50 MW dyrektywa MCP, powyżej – dyrektywa IED).

Należy zachować proporcje, marząc o *Green Deal* – energetyka zeroemisyjna jest koniecznością w perspektywie 2050 roku, ale czy w 10 lat? – to jedynie marzenie, które z powodu braku środków (dodatkowo uszczuplonych przez epidemię i szkodliwą w finalnym momencie politykę „węglową”, pozostanie w kolidacji z realnym pragmatyzmem/ograniczeniami gospodarki narodowej.

Europejska polityka klimatyczna a sektor energetyczny w Polsce

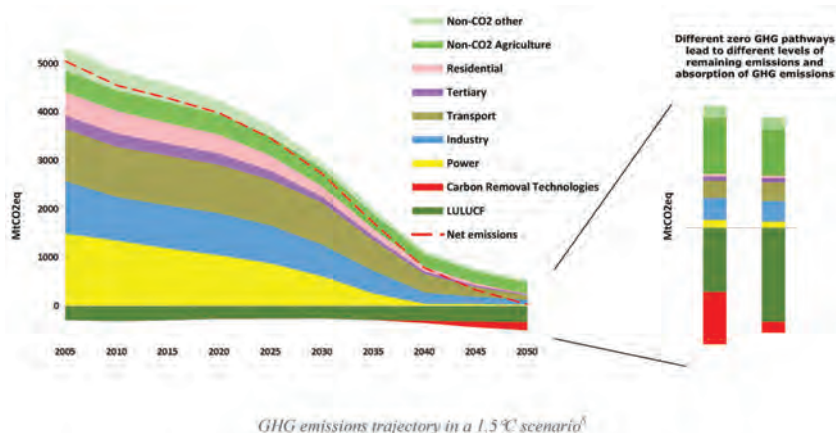
Dominująca rola OZE w nowych inwestycjach energetycznych jest niekwestionowana. Na koniec 2019 roku (według agencji IRENA) światowe moce zainstalowane w energetyce wiatrowej i słonecznej wyniosły odpowiednio 623 i 586 GW, a odpowiednie roczne przyrosty mocy 59 i 97 GW, co łącznie stanowiło 89% całkowitego przyrostu mocy elektrycznych na świecie w ubiegłym roku. W takim kierunku, niezależnie od możliwych kolejnych kryzysów gospodarczych, coraz bardziej zmierza polityka UE, zakładająca neutralność klimatyczną w 2050 roku we wszystkich sektorach oraz ugruntowanie obecnych trendów do 2030 roku w formule zwanej Europejskim Zielonym Ładem, wspartej nową strategią przemysłową uwzględniającą „bardziej strategiczne podejście do OZE i łańcuchów dostaw dla tej branży” [5].

Zgoda Polski na udział w polityce klimatyczno-energetycznej *neutrality* staje się koniecznością, aczkolwiek trzeba uświadomić sobie wszystkie konsekwencje z tym związane. Założenia generalne, prowadzące do wdrożenia w przyszłości *Green Deal*, to na „dzis” m.in. zerowa emisja CO₂ z sektora energetyki już w 2040 roku (rysunek 1), co w Polsce jest praktycznie nieosiągalne technicznie (niezależnie od braku adekwatnych środków finansowych). Musi istnieć racjonalna ścieżka zmian w strukturze polskiej energetyki zgodnie z celem *neutrality* [5].

Europejski Zielony Ład (*Green Deal*) w 2020 roku przynosi różny efekt dla polskiej energetyki i gospodarki narodowej.

Wymagać to będzie zmiany/korekty polskiego *energy-mix*, która jest/może być i tak koniecznością dla krajowej gospodarki, niezależnie od problemów koronawirusowych. Próba liczenia na zmianę polityki UE i dostosowanie warunków GD przy recesji i koronawirusie jest raczej iluzoryczna. Zmiany UE jeśli w ogóle będą, to mogą być jedynie krótkoterminowe. Natychmiast po powrocie w miarę stabilnych warunków gospodarczych kwestia *neutrality* i GD powróci, nawet bardziej intensywnie. Polska nie może osłabić tempa negocjacji z UE (właśnie teraz jest czas na znalezienie kluczowej ścieżki transformacji), a na pewno nie może liczyć na to, że z uwagi na kryzys czy recesję może zostać system *as it is*, z dużą rolą węgla. Węgiel musi zostać zastąpiony przez OZE, można jedynie wynegocjować odpowiednią ścieżkę – kiedy i z jakim wspomaganie finansowym. Istnieje konieczność dostosowania polityki energetycznej Polski do *Green Deal*

Scenariusz trajektorii redukcji emisji gazów cieplarnianych [5]



i strategicznej zgody na europejską *neutrality* (wraz z przyjęciem wszystkich pozytywnych i negatywnych konsekwencji). Kluczowe jest wynegocjowanie maksymalnie korzystnych warunków (wraz z akceptacją *Green Deal*), co w uproszczeniu polega na maksymalizacji środków pomocowych na transformację oraz ewentualną minimalizację zobowiązań redukcyjnych CO₂ (rozciągnięcie w czasie) [4].

Na postawione powyżej kwestie m.in. na temat perspektyw rozwojowych – w opinii autora – uzyskaliśmy odpowiedzi z pewnością z oczywistych powodów niewyczerpujące, ale zbliżające nas do racjonalnych rozwiązań strategii gospodarczej, w tym kierunków rozwoju polskiego gazownictwa, podczas obrad VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego 2020.

Tematyka VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Tematyka kongresu obejmowała następujące obszary zagadnień merytorycznych, omówione w trakcie poszczególnych sesji/paneli dyskusyjnych, a mianowicie:

- sektor gazowniczy w kontekście Europejskiego Zielonego Ładu,
- przyszłość gazownictwa: biometan, wodór,
- rola gazu w energetyce,
- rozwój gazownictwa,
- instytucjonalne wsparcie rynku energii.

W pierwszym panelu „Sektor gazowniczy w kontekście Europejskiego Zielonego Ładu” omówiono następujące tematy:

- 1) otoczenie legislacyjne dla Europejskiego Zielonego Ładu,
- 2) rola gazu ziemnego jako źródła energii sprzyjającej transformacji energetycznej,
- 3) rola energetyki odnawialnej w dekarbonizacji sektora energii,
- 4) aspekty ekonomiczne transformacji energetycznej,
- 5) gaz jako paliwo przejściowe w transformacji energetycznej UE,
- 6) działania na rzecz środowiska, z uwzględnieniem działań służących absorpcji środków finansowych dla gazownictwa.

W drugim panelu „Przyszłość gazownictwa – biometan” omówiono:

- 1) otoczenie legislacyjne dla biometanu – identyfikacja barier prawnych,
- 2) model funkcjonowania rynku biogazu w Polsce,
- 3) rozwiązania technologiczne wraz z uwarunkowaniami technicznymi,
- 4) modele biznesowe dla technologii biogazowych – segmenty wymagające wsparcia,
- 5) kogeneracja gazowa, ciepłownictwo systemowe z przyszłością biometanu.

Powyższej tematyce należałoby poświęcić nieco więcej uwagi, ponieważ presja wykorzystywania w gospodarce krajowej na szerszą skalę bioenergii będzie wpływać na badania i analizy możliwości wykorzystania biogazu do celów energetycznych w Polsce. Interesujące jest, że rynek inwestycyjny dla energetyki biogazowej nie został nigdy wystarczająco rzetelnie oszacowany. Potencjał całkowity, techniczny i ekonomiczny odnawialnych zasobów energetycznych stanowi w Polsce górną granicę możliwości rozwoju OZE. Jak się wydaje, potencjał

ten nigdy nie był oszacowany w sposób niebudzący wątpliwości metodologicznych. Według ogólnych szacunków ilość potencjalnie dostępnej biomasy i odpadów organicznych do dyspozycji biogazowni to [3]:

- ok. 90 mln ton obornika, gnojowicy i pomiotu (wielkość przybliżona – ilość obornika i gnojowicy zmienia się wraz ze zmianami pogłowia),
- 8 mln t słomy, zbóż i rzepaku (z ogólnej liczby ponad 30 mln ton – część musi być przeznaczona do produkcji zwierzęcej w postaci ściółki, na pellety/brykiety oraz na podłoże do pieczarek,
- 4 mln ton słomy kukurydzianej,
- odpadowa biomasa roślinna (np. z obszarów chronionych, cennych przyrodniczo itp.),
- odpady z przetwórstwa żywności, cukrowni, rzeźni, ubojni, mleczarni, gorzelni itp.,
- *refood*, czyli przeterminowana i zepsuta żywność.

Powyższy wolumen strumienia bioenergii teoretycznie mógłby znaleźć zastosowanie w źródłach rozproszonych, tj. układach kogeneracyjnych (CHP) o małych mocach jednostkowych, do wytworzenia około 3640 MW mocy elektrycznej (ponad 30,5 TWh energii elektrycznej rocznie) oraz około 3185 MW mocy cieplnej (ponad 96 tys. TJ ciepła rocznie). Skojarzona gospodarka energetyczna CHP stwarza możliwości dużych oszczędności ekonomicznych w porównaniu z wytwarzaniem ciepła w klasycznej ciepłowni i energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej, a ponadto związana jest z korzyściami środowiskowymi. Zalety wynikające ze stosowania instalacji biogazowych to między innymi:

- produkcja „zielonej” energii,
- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych,
- obniżanie kosztów składowania odpadów,
- zapobieganie zanieczyszczeniu gleb i zbiorników wód gruntowych, powierzchniowych i rzek,
- pozyskanie wydajnego i łatwo przyswajalnego przez rośliny nawozu naturalnego.

Teoretycznie, Polska dysponuje stosunkowo dużym potencjałem energetycznym zawartym w biomasie rolniczej. Największe możliwości produkcji biogazu rolniczego z upraw występują w województwie wielkopolskim, mazowieckim i lubelskim, z trwałych użytków zielonych – w mazowieckim i podlaskim. W województwie wielkopolskim i mazowieckim tkwi największy w Polsce potencjał produkcji biogazu z odchodów zwierzęcych. Przodującymi regionami w produkcji biogazu rolniczego w Polsce mogą więc stać się województwa wielkopolskie i mazowieckie. Województwa mazowieckie i śląskie posiadają też znaczny potencjał surowcowy do produkcji i wykorzystania biogazu z osadów ściekowych z oczyszczalni ścieków oraz organicznej frakcji odpadów komunalnych [3].

Obecne wykorzystanie biogazu do celów energetycznych sprowadza się do jego wykorzystania w małej skali w lokalnych źródłach wytwórczych, ponieważ z uwagi na słabe „usieciwienie gazowe” terenów rolniczych, na których następuje wytwarzanie biogazu, bezpośrednie jego użytkowanie na szerszą skalę w gazownictwie sieciowym z powodów technicznych praktycznie nie wchodzi w grę. Biogaz w Polsce mógłby stać się ważnym źródłem energii, która zwiększy stabilność podaży paliw gazowych, ale sektor biogazu w Polsce jest/będzie jeszcze słabo rozwinię-

ty, mimo że posiada znaczący potencjał. Przyczyny takiego stanu związane są zarówno z ekonomią, prawem, jak i aspektami społecznymi. Zwiększenie stopnia energetycznego wykorzystania biogazu będzie wymagało pozytywistycznej pracy w dłuższym czasie [3].

Kolejny panel „Przyszłość gazownictwa – wodór” również był interesujący, komplementarny do dotychczasowych obszarów działalności polskiego sektora gazowniczego.

W trakcie tego panelu omówiono następujące tematy:

- 1) rozwiązania regulacyjne dla gospodarki wodorowej,
- 2) technologie wodorowe w polskim gazownictwie,
- 3) europejski rynek gazu a technologia wodorowa,
- 4) światowe rozwiązania w gospodarce wodorowej.

Czwarty panel „Rola gazu w energetyce” poświęcony został następującym zagadnieniom:

- 1) energetyce gazowej,
- 2) energetyce odnawialnej: OZE, farmom wiatrowym, fotowoltaice,
- 3) roli światowego tradingu na rynku gazu,
- 4) funduszom i instrumentom wspierającym rozwój gazownictwa,
- 5) wyzwaniom na drodze do zeroemisyjnej gospodarki,
- 6) gazowi ziemnemu jako konieczności – ze względów ekonomicznych, społecznych i środowiskowych – do transformacji energetycznej Polski.

Piąty panel „Rozwój gazownictwa” objął tematykę dotyczącą:

- 1) kluczowych projektów inwestycyjnych dla rynku gazu,
- 2) nowych możliwości biznesowych magazynowania gazu,
- 3) rozwoju LNG w gazownictwie,
- 4) innowacyjnych technologii i funkcjonalności w rozwoju wydobycia węgla wodorów,
- 5) paliwa gazowego jako paliwa przejściowego (transformacja).

Podczas szóstego panelu „Instytucjonalne wsparcie rynku gazu” omówiono następujące zagadnienia:

- 1) rola instrumentów TGE w rozwoju rynku gazu,
- 2) innowacyjność w obszarze bezpieczeństwa na rynku energii,
- 3) perspektywa budżetowa 2021–2027 dla rozwoju sektora energetycznego,
- 4) rola światowego tradingu na rynku gazu,
- 5) przyszłość taryf w kontekście zmian na rynku energii.

Oceniając ogólnie pozytywnie tematykę kongresową w kontekście zagadnień strategicznych rozwoju sektora gazowniczego, można stwierdzić, że zaproponowana tematyka syntetycznie i bezpośrednio lub pośrednio nawiązała do aktualnych problemów rozwoju gazownictwa. Spowodowane to było złożonością problematyki rozwoju w aktualnych uwarunkowaniach gospodarczych. Oprócz odpowiedzi na uwagi i kwestie dyskusyjne, które omówiono w poszczególnych panelach, podczas obrad sekcji zastanawiano się nad następującymi problemami ogólnymi:

- 1) jakie są zasadnicze uwarunkowania rozwoju krajowego gazownictwa?
- 2) czy i w jaki sposób należałoby programować rozwój sektora z uwzględnieniem filozofii smart?
- 3) czy możliwe jest dokonanie przełomu technologicznego w procesach rozwoju gazownictwa?

* * *

Jednym z ważniejszych wyzwań współczesnej cywilizacji jest powszechna dostępność energii/gazu odpowiedniej jakości, przy

akceptowanych społecznie kosztach oraz poszanowaniu środowiska naturalnego [1,2]. Prowadzi to do twórczych poszukiwań w zakresie nowoczesnych technologii energetycznych. Powoli będzie następować integracja/konwergencja sektora elektroenergetycznego, gazowego i ciepłowniczego w perspektywie do 2050 roku. Presja wykorzystywania w gospodarce krajowej na szerszą skalę źródeł OZE/bioenergii będzie wpływać na badania i analizy możliwości budowy nowoczesnego sektora paliwowo-energetycznego w Polsce, z wykorzystaniem biogazu, wodoru i innych innowacyjnych, przyjaznych dla środowiska nośników energii.

Prof. dr Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska, Katedra Elektroenergetyki

Bibliografia

1. *BP Energy Outlook 2030*, London, January 2011.
2. IPCC, 2013: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* w T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex & P.M. Midgley (eds.), Cambridge University Press, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.
3. Kamrat W. i in., *Energia dla pokoleń*, Raport SEP, Warszawa 2016.
4. Kamrat W., *Uwagi do raportu Rozwój przemysłu, OZE, efekty dla polskiej gospodarki*, Gdańsk, maj 2020.
5. Świrski K. i in., *Raport Rozwój przemysłu, OZE, efekty dla polskiej gospodarki*, Ministerstwo Klimatu, Warszawa, maj 2020.

Perspektywy rozwoju sektora biometanu w Polsce

Jerzy Baehr, Maciej Szambelańczyk

Czy „zielone” stało się modne?

Przeważająca część światowej gospodarki energetycznej oparta jest na wykorzystywaniu paliw kopalnych – węgla, gazu ziemnego i ropy naftowej. W ostatnich latach zauważalna jest jednak zmiana stosunku opinii publicznej, państw i organizacji międzynarodowych do stosowania tych tradycyjnych paliw, połączona ze zwiększonym zainteresowaniem rozwojem odnawialnych źródeł energii. Na popularności zyskuje również model lokalnej, rozproszonej generacji energii. Kierunek ten widoczny jest nie tylko w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, ale również w sektorach ogrzewania i transportu.

Opisany powyżej trend dostrzegalny jest również w dokumentach programowych sektora energii, przygotowywanych przez polski rząd. Projekt „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”, opublikowany w listopadzie 2019 roku, wskazuje, że „celem polityki energetycznej państwa jest bezpieczeństwo energetyczne przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenie oddziaływania sektora energii na środowisko, przy optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych”. Wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych postrzegany jest w tym dokumencie jako jeden z instrumentów ograniczania wpływu energetyki na środowisko.

Autorzy projektu „Polityki energetycznej...” wspominają o konieczności wykorzystywania lokalnych zasobów energetycznych, zwracając przy tym uwagę na atut biogazu, jakim jest możliwość jego wykorzystania w celach regulacyjnych, co jest istotne dla elastyczności pracy krajowego systemu energetycznego. Podkreślono również potrzebę zwiększenia możliwości transportu sieciami gazowymi gazów innych niż gaz ziemny.

„Biała księga biometanu”

Zainteresowanie tematem odnawialnych źródeł energii widoczne jest w polskim sektorze energetycznym nie tylko w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, ale i gazownictwa. Wyrazem tego zainteresowania jest m.in. publikacja 15 lipca 2020 roku przygotowanej przez Koalicję na rzecz Biometanu (skupiającą organizacje branżowe) „Białej księgi biometanu” (<http://kib.pl/biala-ksiega-biometanu/>).

Dokument ten zawiera diagnozę sytuacji polskiego sektora biometanu, w tym identyfikację barier jego rozwoju wraz z postulatami ich usunięcia. Autorzy „Białej księgi...” zwracają uwagę na niewykorzystany potencjał polskiego sektora biogazowego. Zgodnie z przytoczonymi w opracowaniu danymi, obecnie liczba biogazowni w Polsce ma charakter marginalny (8 biogazowni w przeliczeniu na 1 milion mieszkańców, w porównaniu z 54 biogazowniami na 1 milion mieszkańców w Czechach czy 138 na 1 milion mieszkańców w Niemczech). Wśród korzyści płynących z rozwoju sektora biogazowego, w tym biometanowego, autorzy „Białej księgi...” wskazują zarówno na kwestie środowiskowe, jak i ekonomiczne, takie jak np. dywersyfikacja przychodów gospodarstw rolnych, szeroki rozwój przedsiębiorczości na obszarach wiejskich, obejmujący m.in. towarzyszące mu usługi zewnętrzne, służące do zapewnienia funkcjonowania instalacji, czy ograniczenie kosztów związanych z zagospodarowaniem odpadów wytwarzanych w przemyśle rolno-spożywczym.

Na szczególne zainteresowanie zasługują spostrzeżenia i postulaty autorów „Białej księgi...” w zakresie rozwoju branży biometanowej. Do zidentyfikowanych barier tego rozwoju należy niedostosowanie niektórych regulacji prawnych do potrzeb sektora, utrudniające wykorzystanie dostępnych rozwiązań techno-

logicznych albo obniżające ekonomiczną atrakcyjność inwestycji w projekty biogazowe.

Obecnie ustawa z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii nie zapewnia efektywnego wsparcia dla wytwarzania biometanu wprowadzanego do sieci gazowej. Co prawda, art. 73 ust. 3b tej ustawy wskazuje na możliwość uczestnictwa wytwórców biogazu rolniczego i wprowadzających ten biogaz do sieci dystrybucyjnej gazowej w aukcyjnym systemie wsparcia, jednak w praktyce przepis ten jest martwy. Brak jest bowiem dedykowanego tego typu instalacjom koszyka aukcyjnego, do dziś nie wydano również rozporządzenia wykonawczego, które umożliwiłoby „przeliczenie” biometanu wprowadzanego do sieci gazowej na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej (co jest niezbędne dla praktycznej możliwości uczestnictwa biometanowni w aukcjach).

Jak wskazano w „Białej księdze...”, z uwagi na specyfikę branży biometanowej, a zwłaszcza na lokalny charakter przedsięwzięć i przewagę liczebną głównie małych i średnich przedsiębiorstw działających w tej branży, najbardziej optymalny wydaje się model wsparcia wytwarzania biometanu w formule *feed-in-tariff* czy *feed-in-premium*. Poza propozycją zastosowania tego modelu wsparcia dla biometanu dostarczanego do sieci gazowej (po jego przeliczeniu na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej), autorzy „Białej księgi...” proponują wprowadzenie obowiązku zakupu biometanu wprowadzanego do sieci gazowej przez sprzedawcę zobowiązanego (przez okres wsparcia wynoszący 15 lat).

Proponuje się również objęcie systemem wsparcia tych instalacji, które wytworzone biometan zużywają na potrzeby własnej działalności gospodarczej (np. w celu zasilania własnego zakładu przetwórstwa rolno-spożywczego) czy wytwarzają go na potrzeby zasilania stacji tankowania gazu zlokalizowanych przy biometanowniach, a także uwzględnienie innych niż gazociąg metod dostarczania biometanu do klientów końcowych (np. tzw. butlozami).

Niezależnie od powyższego, Koalicja na rzecz Biometanu wskazuje również na zasadność rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia o gwarancje pochodzenia biogazu. Rozwiązanie to oparte byłoby na istniejącym mechanizmie gwarancji pochodzenia, a funkcją gwarancji pochodzenia biogazu byłoby poświadczanie odbiorcy końcowemu wartości środowiskowych wynikających z unikniętej emisji gazów cieplarnianych, oraz że określona w tym dokumencie ilość energii biogazu wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej lub gazociągu bezpośredniego została wytworzona z odnawialnych źródeł energii. Za wprowadzeniem takiego rozwiązania przemawia również ujęcie gwarancji pochodzenia innych niż gwarancje pochodzenia energii elektrycznej w dyrektywie RED II (dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych).

Autorzy „Białej księgi...” proponują również wprowadzenie kilku zmian legislacyjnych w odniesieniu do rozwoju sieci i współpracy z operatorami sieci gazowych. Wśród tych propozycji znajduje się wprowadzenie do prawa energetycznego odrębnej definicji biogazowego gazociągu bezpośredniego oraz wyłączenie w odniesieniu do tego rodzaju instalacji obecnie obowiązujących regulacji, wymagających uzyskiwania zgody prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przed uzyskaniem pozwolenia na budowę gazociągu bezpośredniego. Ponadto, „Biała księ-

ga...” zawiera również postulat wprowadzenia dla operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych obowiązku informowania o dostępnej mocy przyłączeniowej i wprowadzenia możliwości modyfikacji wniosku o przyłączenie biogazowni w przypadku braku technicznych czy ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie wnioskowanej mocy przyłączeniowej. Koalicja na rzecz Biometanu proponuje także przyjęcie rozporządzenia określającego odrębne parametry jakościowe dla biometanu wprowadzanego do gazowej sieci dystrybucyjnej oraz biogazu transportowanego gazociągiem bezpośrednim.

Kluczowe postulaty sektora

Jak to już wyżej wskazano, postulowane w „Białej księdze...” zmiany dotyczą głównie modyfikacji zasad systemu wsparcia dla instalacji biometanowych (poprzez objęcie biometanu systemem *feed-in tariff* oraz *feed-in premium* i uwzględnienie różnych stanów faktycznych występujących w obrocie gospodarczym) oraz relacji z operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego w kontekście przyłączania instalacji i wprowadzania biometanu do sieci gazowej. Ponadto, jednym z istotnych postulatów sektora jest także pełna implementacja korzystnych dla sektora biogazu zmian wprowadzonych w 2019 roku do ustawy z 25 sierpnia 2006 roku o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, które umożliwiły zdefiniowanie biometanu jako biokomponentu (w tym służącego do produkcji biowodoru) bądź samoistnego biopaliwa (bio-CNG oraz bio-LNG), co ma zwiększyć poziom realizacji zdefiniowanego w tej ustawie Narodowego Celu Wskaźnikowego. Jednakże dotychczas nie zostały wydane kluczowe rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy, umożliwiające praktyczną implementację wprowadzonych zmian, określające m.in. metodykę obliczania zawartości biowodoru w paliwach ciekłych, do produkcji których w procesie wytwórczym (przetwarzania ropy naftowej w ramach hydrotorafinacji) wykorzystano biowodór wyprodukowany uprzednio z biometanu, oraz wymagania jakościowe dla biopaliw biometanowych.

Co dalej?

„Biała księga biometanu” stanowi niewątpliwie istotny głos w dyskusji na temat przyszłości sektora biometanu (i – w szerszym ujęciu – biogazu) w Polsce. Przy czym na obecnym etapie kluczowe wydaje się podjęcie współpracy przez wszystkich interesariuszy i odpowiednie wyważenie interesów nie tylko sektora wytwórców biometanu, lecz również odbiorców, operatorów gazowego systemu dystrybucyjnego czy przedstawicieli sektora paliwowego. Pewne nadzieje w tym zakresie budzi aktywność Ministerstwa Klimatu, której wyrazem było m.in. zorganizowanie 24 lipca ub.r. spotkania grupy roboczej, którego tematem było „Wykorzystanie biometanu do celów transportowych”. Zgromadziło ono ponad 60 uczestników osób zainteresowanych. Należy mieć nadzieję, że inicjatywy rządowe zaowocują konkretnymi propozycjami legislacyjnymi, bez których trudno mówić o realnych szansach dla rozwoju sektora.

Jerzy Baehr, partner zarządzający, WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr sp.k.
Maciej Szambelańczyk, partner, WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr sp.k.

Biometan jako alternatywa dla transformacji polskiego gazownictwa

Adam Węgrzyn

Od trzech lat w polskim gazownictwie analizowana jest koncepcja zastąpienia części gazu ziemnego w sieciach gazowniczych przez oczyszczony biogaz, czyli biometan.

Polski miks energetyczny oparty jest głównie na węglu kamiennym i brunatnym (w 2018 roku około 77%), więc transformacja Polskiej gospodarki wiązać się będzie z wysokimi kosztami gospodarczymi i społecznymi, dlatego stanowisko Polski i polskich firm energetycznych akcentuje potrzebę uwzględnienia specyfiki naszego sektora energetycznego i roli gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, które pozwoli na skuteczne przejście od gospodarki opartej na węglu do gospodarki niskoemisyjnej, a w kolejnym etapie – dzięki rozwijaniu nowych technologii w zakresie paliw odnawialnych, w tym gazów odnawialnych, takich jak zielony wodór czy biogaz – do gospodarki zeroemisyjnej¹. Od trzech lat w polskim gazownictwie analizowana jest koncepcja zastąpienia części gazu ziemnego w sieciach gazowniczych przez oczyszczony biogaz², czyli biometan³. Jeśli chodzi o skład chemiczny biometan w zasadzie nie różni się od gazu ziemnego wysokometanowego (gaz E), dlatego z technologicznego punktu widzenia może być mieszany w dowolnych proporcjach z gazem ziemnym i przesyłany sieciami dystrybucyjnymi różnych ciśnień do odbiorców. Biometan stanowi w Polsce ogromne niewykorzystane źródło energii i, niestety, na europejskiej mapie wykorzystania tego paliwa Polska jest nadal „białą plamą”. Tymczasem w okresie ostatnich dwóch lat w Unii Europejskiej ogólna liczba wytwórni biometanu wzrosła o 50%, do 729. Najwięcej takich instalacji znajduje się w Niemczech, we Francji, w Holandii i krajach Skandynawii.

Wykorzystanie biometanu może pomóc w istotnym stopniu w redukcji CO₂ w sektorach transportu i ciepłownictwa. Z analiz wynika, że jest to jeden z najtańszych i najbardziej efektywnych dla gospodarki sposobów na realizację przez Polskę unijnego celu OZE w transporcie na 2030 rok, kiedy co najmniej 7% miks paliwowego mają stanowić zaawansowane biopaliwa i biokomponenty. W ramach tych działań polskie firmy powinny produkować również biopaliwa dla transportu ciężkiego w postaci bio-CNG i bio-LNG.

Lider polskiego rynku gazu – Grupa Kapitałowa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo – szacuje, że może wykorzystać około 4 mld m³ biometanu, czyli wolumen zbliżony do rocznego wydobycia krajowego gazu ziemnego. Taki plan wymagałby budowy około dwóch tys. biometanowi w okresie najbliższych dziesięciu lat i wydatków inwestycyjnych w wysokości 70 mld zł. PGNiG deklaruje, że spółka zależna – Polska Spółka Gazownictwa – jest

przygotowana do współpracy z biometanownikami i przyłączenia takich instalacji do sieci dystrybucyjnej. Zostały opracowane standardy jakości biometanu, który może być wprowadzany do sieci dystrybucyjnej, oraz warunki przyłączenia instalacji biometanu do sieci OSD. PGNiG zakłada, że pierwsze instalacje produkujące biometan – działające na zasadzie franczyzy – zostaną przyłączone do sieci OSD na początku 2021 roku. Plany inwestycyjne w segmencie biogazu i biometanu ma także PKN Orlen, lider na polskim rynku paliw płynnych. Spółka zależna Orlen Południe planuje budowę 20 instalacji, które umożliwią zagospodarowanie substratów z gospodarstw rolnych i ich przetworzenie na energię elektryczną i biometan. W Rafinerii Trzebinia Orlen Południe planuje uruchomienie instalacji do produkcji paliwa wodorowego, dla którego surowcem będzie biometan⁴.

Historia wykorzystania biogazu w Polsce sięga 2003 roku. Tradycyjnie, ten nośnik energii wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w miejscu ich wytwarzania, czyli biogazowni. Pierwsze biogazownie budowane były w Polsce jako instalacje, których celem była głównie utylizacja uciążliwych odpadów produkcji rolnej. Wytworzyny w nich biogaz służy do napędu agregatów kogeneracyjnych, z których powstająca energia wykorzystywana jest na potrzeby własne. Potencjał wykorzystania biometanu w Polsce jest obecnie porównywalny z potencjałem Niemiec, gdzie działa około dziesięć tysięcy biogazowni. Największe w Niemczech instalacje produkujące biogaz, a następnie – w wyniku procesu oczyszczania – biometan włączają do sieci gazowniczej kilka tysięcy m³ paliwa w ciągu godziny, co pozwala osiągnąć wolumen kilku milionów m³ biometanu rocznie z jednej instalacji⁵. W Polsce – zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki – jest około 320 biogazowni o łącznej mocy 245 MW, z czego – według rejestru Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa – funkcjonuje zaledwie 100 instalacji. Najpopularniejsze w Polsce są obecnie biogazownie o mocy około 1 MW. Budżet inwestycyjny budowy takiej biogazowni wynosi 15 mln zł. Są to w większości inwestycje realizowane przez duże podmioty, które – wygrywając aukcje mocy – mają zagwarantowany stały poziom przychodów na 15 lat. Z kolei budżet budowy biogazowni o mocy od 40 do 250 KW, w której produkuje się energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu na potrzeby własne, kształtuje się od 1,0 do 1,7 mln zł. Okres eksploatacji takiej biogazowni szacuje się na około piętnaście lat. Jak pokazuje prak-

tyka gospodarcza, mimo możliwości sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej czy ciepłej z takiej instalacji (także certyfikatów) inwestycja tego typu jest na granicy progu rentowności. Niska rentowność i duże ryzyko społeczne związane z uciążliwością pracy instalacji dla bezpośredniego otoczenia jest w Polsce głównym powodem małej liczby biogazowni na terenach wiejskich. W celu poprawy rentowności tego typu inwestycji potrzebny jest odpowiedni system wsparcia finansowego, oparty na sprawdzonych praktykach europejskich⁶.

W celu poprawy sytuacji regulacyjnej w Polsce w zakresie implementacji systemu wsparcia produkcji biogazu i biometanu, w 2020 roku planuje się wprowadzenie projektu zmiany ustawy o OZE, który w pełni dostosuje polskie przepisy do dyrektywy RED II. Obecne przepisy ustawy o OZE przewidują, co prawda, wysokie wsparcie dla biogazowni kogeneracyjnych, natomiast wsparcia publicznego wymaga produkcja i zatłaczanie do sieci gazowniczej biometanu – szczególnie dla zastosowania w transporcie i ciepłownictwie. Zasadne wydaje się także scentralizowanie rozproszonych obecnie kompetencji decyzyjnych w zakresie OZE na poziomie administracji rządowej w jednym ministerstwie⁷.

Powyższe informacje wskazują – z jednej strony – na przepaść między systemem wsparcia regulacyjnego i finansowego, a tym samym poziomem rozwoju sektora produkcji biometanu między Polską a dobrymi praktykami europejskimi (na przykład niemieckimi), ale – z drugiej strony – na ogromny potencjał rozwojowy polskiej energetyki w zakresie tego paliwa.

Dr Adam Węgrzyn, pracownik naukowy Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu, związany z sektorem gazowniczym od 2000 roku.

¹ T. Brzeziński, A. Wawrzynowicz, *Czy Europejski Zielony Ład może stać się dźwignią odbudowy europejskiej po zakończeniu pandemii?*, „Przegląd Gazowniczy” nr 2 (66) 2020.

² Zgodnie z art. 2 pkt 1 ustawy z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii, biogaz zdefiniowany został jako gaz uzyskany z biomasy, zwłaszcza z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów.

³ Biogaz powstający w procesie fermentacji metanowej zawiera średnio 50–60% metanu. Pozostałe składniki, takie jak ditlenek węgla, siarkowodor, woda w postaci pary wodnej oraz niewielkie ilości azotu i tlenu, stanowią balast obniżający wartość opałową biogazu. Wartość opałowa biogazu surowego jest znacznie niższa od gazu ziemnego. Biogaz najczęściej wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w miejscu ich wytworzenia, czyli biogazowni. Oczyszczanie biogazu do zastosowania w energetyce sprowadza się głównie do usunięcia siarkowodoru i wody, negatywnie wpływających na funkcjonowanie i żywotność urządzeń energetycznych, powodując ich korozję. Ze względu na efektywność procesów przetwarzania energii, korzystniejsze są procesy polegające na oczyszczaniu biogazu do jakości gazu ziemnego i wykorzystywanie go bezpośrednio jako nośnika energii. Ze względu na rozbudowaną w Polsce sieć gazu ziemnego możliwe jest transportowanie oczyszczonego biogazu, czyli biometanu, do odbiorców końcowych. Źródło: K. Biernat, I. Samson-Bręk, *Przegląd technologii oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego*, „Chemik nr 5/2011, tom 65, s. 435–444 oraz www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas

⁴ Opracowano na podstawie publikacji pt. *Biometanownia w każdej gminie?* Portal: wysokienapiecie.pl z 12.08.2020 roku.

⁵ Nocoń, *Idziemy w biogazownie*, „Głos Grupy” – pismo pracowników GK PGNiG, nr 1/2020 (3), Warszawa, s. 6–7.

⁶ W krajach europejskich właściciele biogazowni otrzymują premię za każdą kilowatogodzinę wyprodukowanej energii z ekskrementów zwierzęcych, jako quasi-premii za przechwytywanie metanu.

⁷ M. Skłodowska, *Biometanownia w każdej gminie? Wielki biznes czeka na zmiany przepisów*, portal www.forsal.pl z 15.08.2020 r.

ZE ŚWIATA

Valio wprowadza na rynek w Finlandii pierwszą ciężarówkę do przewozu mleka „na obornik”

Gospodarstwo mleczarskie Vuorenmaa dostarczyło pierwszą w kraju ciężarówkę do przewozu mleka „na obornik”. Od lat gospodarstwo wykorzystuje obornik wytwarzany przez krowy do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła na potrzeby gospodarstwa w biogazowni, produkowanej przez lokalną firmę Demeca Oy, wraz ze stacją rafinacji i tankowania biometanu. Obecnie Valio wykorzystuje biogaz jako paliwo do pojazdów w ramach swojego programu, który ma na celu zresetowanie śladu węglowego mleka do zera do 2035 roku. Cysterna mleczarska z naszej lokalnej mleczarni w Haapavesi może napełniać się w naszym gospodarstwie w tym samym czasie, gdy mleko jest odbierane. W przyszłości stacja paliw w pobliżu farmy będzie również dostarczać biogaz do samochodów osobowych.



Początkowo połowa gazu produkowanego w mleczarni będzie rafinowana na biometan, który nadaje się do wykorzystania jako paliwo do pojazdów. Gdyby cały ten gaz miał być używany w mlekowcach, pokonałby ponad 350 000 kilometrów rocznie.

Nowa technologia mogłaby umożliwić pompowanie biogazu bezpośrednio do pojazdów

Naukowcy z Missouri badają technologię, która umożliwiłaby pompowanie biogazu bezpośrednio do pojazdów. Dr Fateme Rezaei, profesor nadzwyczajny inżynierii chemicznej i biochemicznej na Uniwersytecie Nauki i Technologii w Missouri pracuje nad technologią, która pozwoliła

by na przechowywanie pod niskim ciśnieniem, a także separację gazów poprzez adsorpcję w tym samym zbiorniku paliwa. Porowaty materiał w zbiorniku oddzieliłby również CO₂ od metanu i zatrzymałby CO₂, tak aby mógł być zawrócony jako towar do stacji paliw. Ponieważ zbiornik paliwa znajdowałby się na pokładzie pojazdu, nie są potrzebne żadne rurowości ani transport. Technologia ta umożliwiłaby kierowcy wybór pomiędzy pracą silnika na gaz ziemny na niskiej jakości RNG lub wysokiej jakości mieszanką RNG i odnawialnego wodoru (RH₂), który również jest przechowywany w zbiorniku. Dla mniejszych operatorów oczyszczanie biogazu zgodnie z normami rurowości, w tym oddzielanie CO₂, kosztuje zbyt wiele. Oferują one RNG niższej jakości do ogrzewania i produkcji energii elektrycznej, ale konwencjonalne pojazdy napędzane gazem ziemnym są zasilane gazem ziemnym o jakości rurowościowej lub sprężonym. Sprężanie RNG do ciśnienia na stacji paliw jest zbyt kosztowne dla małych operatorów biogazu.

Gasum rozpoczyna testy biogazu dla fińskiej Straży Granicznej

Gasum rozpoczął testy biogazu dla fińskiej Straży Granicznej. Celem tych dostaw jest przetestowanie logistyki, a także zademonstrowanie biogazu jako odnawialnego źródła energii w transporcie morskim. Dostawy z zakładu Gasum w Risavika w Norwegii oraz biogazowni w Turku w Finlandii do Helsinek pokażą biogaz skroplony (LBG) jako paliwo wolne od paliw kopalnych i w 100% odnawialne, dostosowane do potrzeb przemysłu morskiego.

Rząd fiński planuje, że kraj będzie neutralny pod względem emisji dwutlenku węgla do 2035 roku. Onacza to, że konieczne są znaczne cięcia w sektorze transportu lądowego i morskiego. Decydując się na biogaz, można zmniejszyć emisję CO₂ nawet o 90%, co czyni go najczystszy dostępnym paliwem morskim.

Güstrow, Niemcy, 44,0 mln m³ biometanu/rok.

Europejski Zielony Ład, zielony gaz, zielona gospodarka – wspólny mianownik: biometan

Paweł Majewski

Czerń, złoto, błękit – te kolory zapewne długo jeszcze będą wyznaczać trendy. W modzie. W energetyce sezon na „czarne złoto” i „błękitne paliwo” mija. Tu królować zaczyna zieleń, a za trzy dekady będzie to panowanie niepodzielne.

Europejski Zielony Ład to nie chwilowa moda, to program określający kierunki rozwoju naszego kontynentu na dziesięciolecie. Celem jest neutralność klimatyczna. To – z jednej strony – ogromne wyzwanie, a z drugiej – wielka szansa dla niedocenianych dotychczas czy niedostatecznie wykorzystywanych źródeł czystej energii. Jednym z katalizatorów przemiany węglowej w zieloną gospodarkę może być biometan. Do tego może to być polska specjalność. Najwyższy czas zatem na odważne, strategiczne decyzje, które nie tylko wzmocnią bezpieczeństwo energetyczne Polski, ale będą impulsem dla tysięcy lokalnych inwestycji, które przyspieszą wyjście z kryzysu, z jakim z powodu pandemii boryka się także nasza gospodarka.

Szczególnie w kryzysie muszą być utrzymane pewność i bezpieczeństwo funkcjonowania gospodarki. Uruchomienie wytwarzania biometanu na dużą skalę sprawi, że źródła energii będą rozproszone, a linie dostaw paliwa możliwie najkrótsze i nie będą narażone na ingerencję z zewnątrz. Naiwnością byłoby sądzić, że w ten

sposób zabezpieczymy krajowe potrzeby energetyczne, jednak w im większym stopniu uda się oprzeć działalność na zasobach wewnętrznych, tym bardziej ograniczymy ryzyko związane z bezpieczeństwem dostaw importowanych surowców energetycznych.

Biometan wyprodukowany z surowców rolno-spożywczych znacząco poprawiłby więc strukturę bilansu gazu poprzez większe wykorzystanie zasobów krajowych. Jego produkcja zmniejszyłaby zapotrzebowanie na import gazu ziemnego, a tym samym poprawiłaby bezpieczeństwo energetyczne. Jednocześnie znaczące kwoty, przeznaczone obecnie na import gazu, zostałyby wykorzystane w kraju na projekty ukierunkowane na czyste technologie energetyczne.

ODPOWIEDNIA PORA NA DZIAŁANIA

Realizacja takich projektów staje się koniecznością wobec unijnego celu neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Europejski Zielony Ład prowadzi nas w kierunku całkowitej nowej wizji gospodarki. To program, który pozwala zmierzyć się z wyzwaniami klimatycznymi i włączyć zarówno poszczególne kraje członkowskie, jak i całą Unię Europejską w globalną konkurencję. Chcemy, aby biometan stał się ważną częścią tego programu. Zależy nam, by na poziomie unijnym dla biometanu powstała podobna inicjatywa jak istniejące już *Hydrogen* i *Battery Alliances*, w których też jesteśmy aktywni. Jako PGNiG mamy ambicję uczestniczyć w debacie unijnej, tak aby wypracowywane mechanizmy wsparcia odpowiadały naszym strategicznym planom.

Unia w następnym budżecie postanowiła przeznaczyć znaczące fundusze na zmianę dotychczasowego modelu gospodarczego przez wsparcie energetyki odnawialnej, przebudowę sektora energetyki i rozwój gospodarki obiegu zamkniętego. Jest to więc najlepszy moment, aby efektywnie rozwinąć w Polsce potencjał biometanu. W ten sposób osiągniemy dwa cele: realizację europejskiej polityki klimatycznej i poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju. Polska nie będzie pierwszym krajem w Europie, który postawi na biometan. Największymi graczami są tu Niemcy, Wielka Brytania i Włochy. Mamy jednak dużą szansę stać się jednym z europejskich liderów w produkcji tego paliwa. Aby do tego doszło, potrzebne są zmiany w zakresie legislacji i strategicznej wizji energetyki. Biometan może mieć fundamentalne znaczenie dla ograniczenia emisji w energetyce, ciepłownictwie i transporcie. Może także istotnie przyczynić się do przełomowych zmian na polskiej wsi, obejmujących gospodarowanie odpadami organicznymi i rozwój tanich, ekologicznych źródeł energii w modelu energetyki rozproszonej. Konieczne są kompleksowe zmiany prawne, które w krótkim czasie powinny umożliwić budowę znaczącej liczby instalacji biometanowych.

STABILNE WSPIERANIE DZIAŁAŃ

Niezbędnym elementem dla biometanowej ekspansji jest stabilny system wsparcia, który pozwoli zainteresowanym podjąć decyzję o budowie instalacji biogazowych. Nie bez znaczenia jest też zaangażowanie sektora finansowego, szczególnie lokalnych instytucji, takich jak banki spółdzielcze, które najlepiej znają i rozumieją rynki, na których operują, biznes tam funkcjonujący i potrafiące przedstawić ofertę skrojoną na miarę.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo chce się włączyć w rozwój tego sektora przemysłu i poszerzyć działalność w obszarze, w którym kompetencje spółki są największe w Polsce. Chcemy być częścią koncernu multienergetycznego, specjalizującą się w paliwach gazowych, ale nie chcemy ograniczać się tylko do gazu ziemnego. Chcemy rozwijać naszą specjalizację także w biogazie, a ściślej biometanie. Z czasem staniemy się liderem i animatorem rynku biometanu. Jako PGNiG sporządzamy już konkretny model naszego zaangażowania w jego produkcję i dystrybucję. Opracowaliśmy standard jakości biometanu, który może być wprowadzany do sieci dystrybucyjnej, warunki przyłączenia i wzór umowy dystrybucyjnej. Wszystko po to, by zawczasu spełnić warunki, żeby w sieci – wraz z gazem ziemnym – mógł pojawić się i biometan.

Wybudowanie 1500–2000 biometanowni ważne jest także z punktu widzenia zrównoważonego rozwoju naszego kraju, bo to oznacza, że w wielu gminach powstaną zakłady zapewniające

nie tylko dostawy paliwa, ale także stabilne miejsca pracy. Zagospodarowanie znaczących ilości biometanu zmniejszy emisję tego gazu cieplarnianego do atmosfery. Nasz wspólny z PKN Orlen projekt przyczyni się zatem do osiągnięcia celów z zakresu redukcji emisji, bez wątpienia będzie też wspomagać rozwój lokalnego biznesu oraz lokalnych społeczności.

NIEMCY

Za dynamiczny rozwój sektora w tym kraju odpowiada przede wszystkim ustawodawstwo wprowadzające korzystne systemy wsparcia. Ustawa EEG weszła w życie w 2000 roku, wprowadzając m.in. taryfy typu *feed-in*. Od 2017 roku umożliwia ona także dłuższe finansowanie istniejących jednostek (do 2030 roku), funkcjonując pakiet wspomagający rozwój energetyki opartej na biogazie oraz przepisy uelastyczniające dotychczasowe regulacje. Dzięki temu w 2019 roku w Niemczech działało 9527 biogazowni. W 2017 roku w tym kraju wyprodukowano ok. 950 mln m³ biometanu. W tym samym czasie funkcjonowały tam 1323 jednostki kogeneracyjne wykorzystujące biometan, których łączna moc zainstalowana wynosiła 529 MWe.

WŁOCHY

W 2017 roku we Włoszech działało 1555 biogazowni, które produkowały surowiec głównie na potrzeby instalacji wytwarzających ciepło i energię elektryczną. Włoskie moce zainstalowane w biogazie sięgały w 2017 roku pułapu 1400 MW. Przemysł skupiony jest głównie w północnej części kraju. Sektor biogazu we Włoszech rozwinął się dynamicznie w latach 2008–2012 dzięki systemowi taryf typu *feed-in (tariffa onnicomprensiva)*, które w zakresie wsparcia dla małych elektrowni na biogaz były wówczas najwyższe w całej UE. Korzystały z gnojowicy oraz upraw energetycznych. W 2018 roku włoski rząd przyjął tzw. dekret w sprawie biometanu – ustawodawstwo, które doprowadzić ma do szybszego rozwoju sektora biometanowego. Rząd widzi w tym surowcu paliwo przede wszystkim dla transportu. Włosi chcą przeznaczyć na ten cel 4,7 mld euro do 2022 roku. System ma się opierać na przyznawaniu certyfikatów dla producentów metanu, które następnie sprzedawane będą dostawcom paliwa w ramach kwot obowiązkowych.

WIELKA BRYTANIA

W Wielkiej Brytanii w 2017 roku funkcjonowało 613 biogazowni. Co ciekawe, w tym kraju najważniejszym substratem służącym do produkcji tego paliwa były ścieki. W pozostałych przypadkach biogaz produkuje się głównie z roślin energetycznych oraz odpadów rolniczych i komunalnych. Oplacalność produkcji biogazu w Wielkiej Brytanii opiera się przede wszystkim na odpowiednio skonstruowanym modelu certyfikowania źródeł energii odnawialnej. Obecnie na Wyspach Brytyjskich działają jednostki wytwórcze zasilane biogazem o łącznej mocy zainstalowanej ok. 630 MW.

Paweł Majewski, prezes zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa

Artykuł był opublikowany w miesięczniku „Bank” w numerze 11/2020.

Czy biometan pomoże wykorzystać potencjał polskiego rolnictwa?

Jan Sakławski, Karolina Wcisło-Karczewska

Nie od dziś wiadomo, że polskie rolnictwo posiada ogromny potencjał do zagospodarowania w produkcji energii i gazu ze źródeł odnawialnych – przede wszystkim zaś z biomasy rolniczej. Potencjał ten dotychczas nie był jednak w pełni wykorzystany, choć niewątpliwie nie był niezauważony. Wystarczy przypomnieć tu słynne hasło z 2008 roku o „biogazowni w każdej gminie”, zgodnie z którym do końca 2020 roku miało w Polsce powstać około 2500 instalacji biogazowni rolniczych. Według danych Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa z sierpnia 2020 roku obecnie jest ich nieco ponad 100.

Niemal wszystkie obecnie istniejące biogazownie posiadają układ kogeneracyjny wytwarzający energię elektryczną i ciepło. Tego typu produkcji ustawodawca zapewnił zresztą stosunkowo korzystny system wsparcia w postaci stałej ceny (tzw. FIP lub FIT). Mimo to instalacji biogazowni rolniczych nadal nie przybywa w takim tempie, jak byśmy sobie tego życzyli.

Nowym bodźcem do rozwoju instalacji biogazowych w Polsce może stać się biometan, czyli oczyszczony i uzdatniony gaz, który może być zarówno wtłaczany do sieci gazowej, jak i wykorzystywany jako paliwo transportowe. Przez wiele lat główny problem z produkcją biometanu dotyczył kosztów. Oczyszczanie biometanu do jakości gazu sieciowego wymagało bowiem znacznych inwestycji w technologię uzdatniania do parametrów gazu sieciowego oraz parametrów pozwalających wykorzystać go do napędu pojazdów. Obecnie dysponujemy już jednak coraz tańszymi technologiami, w dużej mierze polskimi. Analizując przy tym przepisy unijnych dyrektyw w zakresie odnawialnych źródeł, nie ulega wątpliwości, że nie ma już odwrotu od powszechnego zastosowania biometanu w sieciach gazowych i transporcie. Produkcja odnawialnego gazu będzie w najbliższym czasie wspierana i dotowana przez państwo. Jest to także niewątpliwa szansa dla polskich rolników – nie tylko jako inwestorów, ale także jako dostawców produktów ubocznych z rolnictwa, producentów substratów roślinnych oraz wydzierżawiających grunty pod budowę instalacji.

Dyrektywy unijne i polskie przepisy

Z punktu widzenia przepisów polskiego prawa, regulacje dotyczące biometanu są dość fragmentaryczne, choć pierwsze ramy prawne w zakresie systemu wsparcia dla tego paliwa powstały już w 2010 roku. Wtedy to bowiem do ustawy „Prawo energetyczne” wprowadzono system tzw. brązowych certyfikatów (przeniesiony następnie do ustawy o OZE), czyli praw majątkowych, którymi mieli być wynagradzani producenci biogazu rolniczego wtłaczane-

go po oczyszczeniu do sieci gazowej. Z uwagi na brak przepisów wykonawczych, a także brak instalacji, które mogłyby korzystać ze wsparcia, system ten w praktyce okazał się martwy. Teoretycznie, instalacje biogazowe wytwarzające biometan mogą także uczestniczyć w aukcjach OZE. Tu jednak z kolei brak dedykowanych koszyków aukcyjnych oraz przepisów pozwalających na przeliczenie biogazu na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej.

Nieco lepiej wygląda kwestia regulacji prawnych w zakresie wykorzystania biometanu w transporcie. Został on bowiem zakwalifikowany do kategorii biokomponentów, zaś po wejściu w życie stosownego rozporządzenia będzie mógł zostać wykorzystany jako biopaliwo do produkcji biowodoru i pomoże wypełnić Narodowy Cel Wskaźnikowy.

Polski ustawodawca prędzej czy później będzie jednak zmuszony do przyjęcia kompleksowych ram prawnych dla produkcji biometanu. Do czerwca 2021 roku jesteśmy zobowiązani do wdrożenia unijnej dyrektywy RED II¹. Dyrektywa wyraźnie promuje produkcję biometanu opartą przede wszystkim na substratach odpadowych. Generalnym celem jest osiągnięcie minimalnego udziału tzw. biopaliw nowej generacji w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu. Ogólny udział OZE w transporcie docelowo ma wynosić 14% do końca 2030 roku, przy czym co najmniej 3,5% mają zapewnić paliwa nowej generacji (m.in. biometan).

Jednocześnie, na poziomie unijnym planowane jest obecnie wdrożenie kolejnego pakietu gazowego², który wprowadzi nowe regulacje na rzecz infrastruktury gazów niskoemisyjnych (biometan, wodór, technologie *Power to Gas* i inne), priorytetowego dostępu do sieci oraz możliwych systemów wsparcia. Widać zatem, że biometan staje się jednym z głównych elementów transformacji energetycznej.

Polska, jako kraj członkowski UE, nie uniknie zatem konieczności przygotowania odpowiednich regulacji prawnych w celu wsparcia wytwarzania biometanu. Wydaje się zresztą, że w tej mierze wypracowaliśmy już pewne rozwiązania – stosowane dotychczas dla wsparcia biogazowni rolniczych wytwarzających

energię elektryczną – które warto byłoby stosować także do wsparcia instalacji biometanowych. Mowa tu o systemach FIT (*feed-in-tariffs*) oraz FIP (*feed-in-premium*), opierających się – w zależności od wielkości instalacji – na systemie tzw. taryf gwarantowanych albo dopłat do ceny rynkowej. Oba te systemy sprowadzają się do zasady sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej po stałej cenie, wynoszącej – zgodnie z przepisami ustawy o OZE – 90% ceny referencyjnej. Ceny referencyjne, ogłaszane cyklicznie przez ministra właściwego do spraw energii, dla instalacji biogazowych są obecnie bardzo korzystne. Na przykład cena referencyjna na 2020 rok dla instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi 760 zł/MWh. 90% tej ceny to 684 zł/MWh – i za taką cenę może obecnie sprzedać jedną megawatogodzinę energii wytwórca biogazowy. Systemy FIP i FIT mają jeszcze jedną zaletę – są to systemy niezwykle elastyczne, w których – w przeciwieństwie do systemu aukcyjnego – wytwórca nie musi być zobligowany do sprzedaży energii przez określony okres piętnastu lat. Co więcej, do systemu FIP/FIT wchodzi każdy wytwórca posiadający instalację biogazową i spełniający określone przez prezesa URE warunki formalne (bez obowiązku startu w aukcjach oraz bez ryzyka przegranej). Wyższość systemów FIT/FIP widać zwłaszcza po wynikach corocznych aukcji dla biogazu – frekwencja w koszykach biogazowych jest zwykle niewielka, bo większość podmiotów korzysta z bardziej korzystnych systemów stałej ceny.

Jeśli państwo chce zachęcić potencjalnych inwestorów do produkcji biometanu, wydaje się, że jest to najkorzystniejszy obecnie system, który mógłby zostać przeniesiony na grunt biometanowni.

Biometan w rolnictwie – szanse i ryzyko

Budowa biogazowni rolniczej (zarówno kogeneracyjnej, jak i biometanowej) jest inwestycją wieloletnią, dlatego wymaga opracowania długoterminowych planów, obejmujących kwestie kluczowe z punktu widzenia jej późniejszej eksploatacji.

Substraty

Najpierw należy zweryfikować dostępność substratów do produkcji biogazu. Mając na uwadze definicję biogazu rolniczego z ustawy o OZE, w biogazowni rolniczej mogą być wykorzystywane przede wszystkim produkty uboczne rolnictwa, powstałe przy chowie zwierząt gospodarskich (gnojowica i obornik), a także produkty uboczne, odpady lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej. Ponadto, substratem do produkcji biogazu mogą być celowe uprawy substratów, czyli biomasa roślinna, z czego najbardziej rozpowszechniona jest kukurydza, z której sporządza się kiszonkę. Planując budowę biogazowni rolniczej, należy przewidzieć wielkość produkcji tych substratów, możliwość ich przechowywania i dostarczania do biogazowni.

Oznacza to, że na etapie przedrealizacyjnym konieczne będzie zabezpieczenie dostaw substratów w odpowiednich ilościach. W tym zakresie biogazownie różnią się od bardziej popularnych OZE (PV, wiatr), które są wolne od tego rodzaju ograniczeń. Jest to również dodatkowy element, uwzględniany przez banki w zakresie ewentualnego finansowania. Brak umownego zabezpiecze-

nia dostaw substratów może utrudnić uzyskanie zewnętrznego finansowania przez inwestora.

Lokalizacja

Planując budowę biogazowni rolniczej, trzeba zwrócić uwagę na kolejną istotną kwestię związaną z realizacją tego projektu – tj. lokalizację. W tym kontekście trzeba wziąć pod uwagę dwa czynniki: po pierwsze – dostęp do surowców, a po drugie – dostęp do sieci gazowej (w przypadku biometanowni) czy elektroenergetycznej i ciepłowniczej (w przypadku biogazowni kogeneracyjnej).

Podstawę wyboru lokalizacji stanowi dostępność substratów do produkcji. Największe możliwości pozyskania biogazu mają gospodarstwa specjalizujące się w produkcji zwierzęcej oraz posiadające odpowiedni areał pod uprawę roślin będących substratami. Najkorzystniejszym rozwiązaniem jest lokalizacja biogazowni w bezpośredniej bliskości źródła substratów: przy fermie zwierząt (bydła, trzody chlewnej, drobiu) lub zakładu przetwarzającego produkty rolnicze, w którym powstaje duża ilość odpadów organicznych.

Przykłady z rynku (na razie tylko w zakresie biogazowni kogeneracyjnych) pokazują, że w produkcję biogazu często zaangażowana jest duża część społeczności na danym terenie, przede wszystkim zawierająca z inwestorem długoterminowe umowy kontraktacji lub dostaw substratów potrzebnych do produkcji biogazu.

Nie wyklucza to skorzystania z nowych form współpracy w formie klastrów lub spółdzielni energetycznych, pozwalających na korzystanie z wyprodukowanego gazu przez lokalnych odbiorców, choć biorąc pod uwagę aktualny stan prawny, wydaje się, że ustawodawca (świadomie bądź nieświadomie) pominął wprowadzenie do ustawy o OZE przepisów dotyczących *stricte* rozliczeń wprowadzonego do sieci gazu ziemnego (przepisy dotyczą głównie energii elektrycznej). Wydaje się, że i tu przepisy wymagają ingerencji ustawodawcy, co nie zmienia faktu, że nawet w obecnym stanie prawnym – na mocy wzajemnych porozumień cywilnoprawnych – możliwe jest rozpoczęcie współpracy w zakresie klastra lub spółdzielni, których członkowie będą produkować i używać biometanu wtłaczany do lokalnej sieci.

Drugim istotnym czynnikiem wpływającym na wybór lokalizacji jest dostęp biometanowni do sieci gazowej. Potencjalny inwestor powinien przede wszystkim przeprowadzić konsultacje z operatorem systemu dystrybucyjnego na danym terenie. Z uwagi na niewiele, jak dotychczas, projektów biometanowni, które posiadają warunki przyłączenia do sieci, każdy projekt powinien być traktowany indywidualnie. Zgodnie z dyrektywą RED II, operatorzy zostaną zobowiązani do opracowania taryf przyłączeniowych dla instalacji produkujących gaz z odnawialnych źródeł na podstawie obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriów. Jednocześnie – jak wskazuje dyrektywa – „Koszty przyłączenia do sieci gazowej nowych producentów gazu ze źródeł odnawialnych powinny opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminujących kryteriach, z należytym uwzględnieniem korzyści, jakie daje sieci gazowej przyłączenie lokalnych producentów gazu ze źródeł odnawialnych.” Należy spodziewać się, że w niektórych przypadkach operator systemu dystrybucyjnego (lub przesyłowego) może odmawiać wydania warunków przyłączenia dla potencjalnego inwestora z uwagi na jego „nieoptymalność” na danym terenie. Tym bar-

dziej istotne jest rozpoczęcie rozmów z właściwym operatorem już na etapie planowania inwestycji.

corporate Gas Purchase Agreements

Przy ocenie lokalizacji pod instalację biometanowni istotnym czynnikiem (i niejako alternatywą dla konieczności podłączenia do sieci gazowej) może być także umiejscowienie w niedalekiej odległości od dużego odbiorcy końcowego gazu, np. zakładu produkcyjnego ze stałym zapotrzebowaniem na gaz. Pozwala to wykorzystać model oparty na bezpośrednich dostawach odnawialnego gazu ziemnego od wytwórcy do odbiorcy w formie długoterminowej umowy typu *corporate Gas Purchase Agreement* (cGPA). W umowach tego typu obie strony mają dowolność w negocjowaniu warunków cenowych (cena indeksowana, stała cena, kontrakt różnicowy itd.), czasu trwania umowy (najczęściej są to umowy kilkunasto- lub nawet kilkudziesięcioletnie) oraz pozostałych warunków.

W celu zawarcia umów typu cGPA, opartych na fizycznej dostawie gazu, niezbędne jest skorzystanie z instalacji tzw. gazociągu bezpośredniego. Zgodnie z przepisami prawa energetycznego, gazociąg bezpośredni to gazociąg zbudowany w celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy, z pominięciem systemu gazowego. Jednak do budowy takiego gazociągu przepisy prawa wymagają uzyskania zgody prezesa URE (jeszcze przed wydaniem pozwolenia na budowę), który w prowadzonym postępowaniu weryfikuje, czy w konkretnym przypadku możliwe jest wykorzystanie istniejącej już sieci gazowej. O ile w części przypadków warunek ten może być spełniony, bowiem nie w każdej lokalizacji będzie możliwy dostęp do sieci gazowej, to należy zauważyć, że takie uregulowania znacznie utrudniają i przedłużają proces inwestycyjny w zakresie budowy gazociągów bezpośrednich.

Zasadne wydaje się wprowadzenie przez ustawodawcę odrębnej definicji biometanowego gazociągu bezpośredniego albo modyfikacja obecnej, wraz z likwidacją bariery w postaci konieczności uzyskania zgody prezesa URE. Praktyka cPPA (*corporate Power Purchase Agreements*), czyli podobnych umów w zakresie energii elektrycznej, pokazuje dodatkowo, że uzyskanie zgody na wybudowanie linii bezpośredniej obecnie jest praktycznie niemożliwe (prezes URE po prostu nie wyraża tego typu zgód dla linii elektroenergetycznych). Tym samym brak odpowiedniej ingerencji ustawodawcy najprawdopodobniej doprowadzi do powielenia tego schematu wobec linii gazowych i utrudni rozwój rynku w tym zakresie.

Należy zauważyć, że w zależności od czasu trwania i sposobu określenia ceny w umowie cGPA, umowy takie mogą być wykorzystywane jako alternatywa dla państwowego systemu wsparcia. Jest to bowiem *de facto* stały przychód wytwórcy przez kilka, kilkanaście, a nawet kilkadziesiąt lat, z zapewnionym źródłem odbioru gazu. Z perspektywy umów cPPA widać, że umowy te warto zawrzeć na etapie projektowania instalacji, co pozwoli wytwórcy uzyskać finansowanie inwestycji na podstawie zawartej już wieloletniej umowy sprzedaży wyprodukowanego w przyszłości gazu.

Problemy z odorem

Z perspektywy inwestycyjnej istotnym problemem biogazowni jest negatywny odbiór społeczny związany z wielokrotnie podnoszonym problemem uciążliwości odorowych, z którymi

muszą borykać się sąsiedzi takich instalacji. Oczywiście, wraz z rozwojem technologicznym instalacje powodują coraz mniej-
sze problemy odorowe, ale nadal należy brać to pod uwagę przy wyborze lokalizacji. Żadna bowiem instalacja nie jest w stanie działać przy aktywnym sprzeciwie społecznym, a budowa biogazowni niejednokrotnie wywoływała ostre reakcje lokalnych społeczności.

Z prawnej perspektywy ważnym elementem takich sytuacji są tzw. roszczenia immisyjne. Są to roszczenia kierowane przez okolicznych mieszkańców lub przedsiębiorców, mające na celu zniewelowanie dokuczliwych uciążliwości (takich jak odór). Zgodnie z art. 144 k.c., właściciel nieruchomości powinien przy wykonywaniu swego prawa powstrzymać się od działań, które zakłócałyby korzystanie z nieruchomości sąsiednich ponad przeciętną miarę. Oznacza to, że w skrajnych przypadkach tego rodzaju powództwa mogą doprowadzić do uniemożliwienia działania instalacji. Warto również wspomnieć, że o ile proces pomiędzy biogazownią a sąsiadami może trwać latami, to istnieje możliwość zabezpieczenia powództwa poprzez zakazanie emitowania odorów na czas jego trwania. Takie rozwiązanie może ograniczyć operacyjność biogazowni praktycznie z dnia na dzień.

Niemniej jednak problem ten można rozwiązać dwoma sposobami. Po pierwsze, nowoczesne technologie umożliwiają izolowanie elementów instalacji biogazowej powodujących uciążliwości zapachowe. Po drugie, odczuwalność zapachów jest kwestią osobniczą i potencjalne roszczenia immisyjne można zwalczać za pomocą argumentów odwołujących się do braku możliwości generalnego określenia, czy dany zapach ma charakter uciążliwy czy nie.

Od jakiegoś czasu Komisja Europejska pracuje nad standaryzacją oceny odorów, jednak – z uwagi na lokalne specyfiki – na razie prace te nie zostały ukończone: nie uchwalono żadnych dyrektyw czy wytycznych. Ministerstwo Klimatu pracuje również nad odpowiednimi rozwiązaniami i przyjęło (jeszcze jako Ministerstwo Środowiska) kodeks przeciwdziałania uciążliwości zapachowej³. Wciąż jednak kwestie te są dalekie od decydującego rozwiązania i do tego czasu roszczenia o charakterze immisyjnym dla operatorów biogazowni będą stanowiły istotne wyzwanie.

Aspekty porównawcze

Autorzy niniejszego tekstu chcieliby na koniec poruszyć kwestie porównawcze i wskazać liczby dotyczące biometanowni w gospodarkach innych państw. W tym zakresie bardzo ciekawym źródłem wiedzy jest przygotowywany corocznie raport statystyczny *European Biogas Association*⁴.

Raport pokazuje, jakimi paliwami posługują się biogazownie w różnych państwach. Absolutny lider w kontekście liczby instalacji – Niemcy – zasila swoje biogazownie przede wszystkim paliwem pochodzenia rolniczego. Z kolei w Norwegii dominującym źródłem biogazu są wysypiska śmieci, zaś w Szwecji na ten cel w dużych ilościach wykorzystuje się osady ściekowe.

Pokazuje to, jak bardzo zróżnicowana może być produkcja biogazu czy biometanu w zależności od lokalnych uwarunkowań – dostępności surowców i kształtu gospodarki. Wydaje się, że w przypadku Polski nasze rolnictwo ma wielki potencjał w zakresie wytwarzania gazów odnawialnych.

* * *

Reasumując powyższe rozważania, należy stwierdzić, że w kraju o tak dużym udziale rolnictwa w PKB wciąż jest jeszcze wiele do zrobienia, aby potencjał tego sektora gospodarki wykorzystać w pełnym zakresie do wsparcia transformacji energetycznej. Kluczowymi elementami inwestycji w biogazownię lub biometanownię będzie bowiem zabezpieczenie dostaw substratu, jasne określenie zasad włączania biometanu do sieci oraz zabezpieczenie przychodów z produkcji gazu, które uzasadniać będą włożony wysiłek inwestycyjny. Doświadczenia innych państw pokazują, że to właśnie uwarunkowania lokalne powinny decydować o tym, jak ukształtować rynek biometanu i jakie bariery należy pokonać.

Z pewnością jednak można stwierdzić, że biometanownie mogą stanowić bardzo istotny impuls w rozwoju i transformacji

polskiego rolnictwa, a rolnicy mogą znacząco przyczynić się do rozwoju tego sektora.

**Jan Sakławski, radca prawny, współnik w Kancelarii Brysiewicz i Wspólnicy sp.k.,
Karolina Wcisło-Karczevska, starszy prawnik w Kancelarii
Brysiewicz i Wspólnicy sp.k.**

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

² <https://www.ceer.eu/ceer-consultation-on-regulatory-challenges-for-a-sustainable-gas-sector>

³ <https://www.gov.pl/web/klimat/ucziazliwosc-zapachowa>

⁴ <https://www.europeanbiogas.eu>

Technologie wytwarzania biogazu

Jacek Dach

Biogaz jest produktem rozkładu beztlenowego biomasy. W warunkach naturalnych powstaje on na różnego rodzaju bagnach, mokradłach, przyzmach wilgotnej, rozkładającej się biomasy, w przewodach pokarmowych zwierząt, zwłaszcza przeżuwaczy, oraz przy działalności rolniczej. Jednym z największych źródeł metanu emitowanego do atmosfery są pola ryżowe oraz produkcja mleczna (krowy i składowane przyzmy obornika).

Biogaz w Azji

Historia wykorzystywania procesu fermentacji do kontrolowanego wytwarzania biogazu rozpoczęła się na szeroką skalę w Chinach w latach 30. ubiegłego wieku. Z upływem czasu wytwarzanie biogazu w niewielkich reaktorach rozpowszechniło się na całą Azję Południowo-Wschodnią, która obecnie jest liderem, jeśli chodzi o liczbę instalacji. Krajem z największą liczbą biogazowni są Chiny (45 milionów), Wietnam ma ich ponad pół miliona, a w wielu krajach tamtego regionu liczba ta sięga kilkudziesięciu tysięcy. W większości są to jednak niewielkie, przydomowe instalacje, produkujące kilka czy kilkadziesiąt metrów sześciennych biogazu na dobę. W Chinach oprócz tego istnieją również gigantycznej skali biogazownie, ze zdolnością przerabiania nawet powyżej 1000 ton bioodpadów dziennie i zdolnością wytwarzania kilkudziesięciu milionów metrów sześciennych biometanu rocznie.

Obecnie – zgodnie z deklaracjami prezydenta Chin – rozwój sektora biogazu jest jednym z pięciu głównych zadań stojących przed państwem. Wynika to nie tylko z potrzeb rozwo-

ju energetyki odnawialnej, ale również z konieczności ochrony środowiska. Chiny są bowiem gigantycznym producentem odchodów zwierzęcych i odpadów organicznych, zwłaszcza kuchennych, których najlepszym sposobem zagospodarowania jest użycie ich jako substratu do biogazowni.

Sektor biogazowy w Chinach zorientowany jest przede wszystkim na produkcję biometanu lub biogazu do sieci gazowych. Na



Fot. 1. Biogazownia na pomiot 1000 t na dobę.

terenach wiejskich występują wyspowe sieci gazowe, w których źródłem zasilania jest jedna lub kilka biogazowni pracujących na lokalnych bioodpadach. W tym wypadku biogaz często nawet nie jest oczyszczany, lecz dostarczany gazociągami do dostawców jedynie po odsiarczeniu i odwodnieniu. Takie sieci funkcjonują na zasadach w pełni rynkowych, bez dotacji zarówno do produkcji biogazu, jak i do jego dystrybucji. Warto podkreślić, że Chiny są bardzo dużym producentem całego asortymentu urządzeń do oczyszczania, sprężania magazynowania i transportu biogazu i biometanu. Przy większości średnich i dużych biometanowni znajdują się stacje tankowania bio-CNG. Również ciężarówki i pojazdy należące do firm będących właścicielami biogazowni lub ich kooperantów jako paliwo wykorzystują bio-CNG.

W ostatnim czasie w Chinach rynek biometanu rośnie bardzo szybko – średnio o około 200 mln metrów sześciennych rocznie. Ceny urządzeń służących do przetwarzania, oczyszczania, maga-

zowania i transportu biogazu i biometanu są średnio 2–3-krotnie niższe w stosunku do cen obowiązujących na rynku europejskim, jednak problematyczna jest ich certyfikacja niezbędna do wejścia na rynek UE oraz serwis gwarancyjny i późniejszy. Z uwagi na korzystny klimat i ogromną dostępność biomasy i bioodpadów oraz ogromną chłonność rynków w kontekście wykorzystania zarówno gazu ziemnego, jak i energii elektrycznej, perspektywy rozwoju sektora biogazowo-biometanowego w Azji, zwłaszcza Azji Południowo-Wschodniej, wydają się bardzo optymistyczne.

W europejskim sektorze biogazu zdecydowanie dominują biogazownie rolnicze, z liczbą około 18 tysięcy instalacji. Prawie połowa z nich znajduje się w Niemczech, a ponad 2000 we Włoszech. Nic więc dziwnego, że najpopularniejszą

technologią biogazową jest system NaWaRo i technologie będące jego klonami. Technologie te bazują na stabilnym zasilaniu substratami rolniczymi, wśród których dominują kiszonki (przede wszystkim kiszonka z kukurydzy) oraz odchody zwierzęce (obornik i gnojowica). Jednak nadmierny rozwój sektora biogazowego w Niemczech spowodował, że obecnie wykorzystuje on aż 60 mln ton kiszonki z kukurydzy, do wyprodukowania której wykorzystywane jest aż ponad 10% rolniczej powierzchni kraju. Wywołuje to protesty społeczne, bowiem w niektórych regionach Niemiec uprawy kukurydzy w okresie wiosenno-letnim zdominowały krajobraz niemieckiej prowincji. Jak wielka jest to skala produkcji może nam uzmysłowić fakt, że gdyby w Polsce 10% rolniczej powierzchni upraw (17 mln ha) przeznaczyć na uprawę kukurydzy na kiszonkę do biogazowni, to



Fot. 2. Stacja tankowania bio-CNG.

przy średnim plonie 55 Mg/ha i wykorzystaniu innowacyjnych polskich technologii biogazowych, pozwalających osiągnąć 129 m³ metanu z Mg kiszonki, polskie rolnictwo byłoby w stanie wyprodukować prawie 11 mln m³ biometanu rocznie. Jednak taki kierunek wykorzystywania upraw kukurydzy wywołuje konflikt między produkcją żywności a produkcją biopaliw, dlatego nie powinien być wspierany. Nie jest też zgodny z dyrektywą RED II. Jednak – co jest bardzo dziwne – Niemcy w swoich biogazowniach prawie nie wykorzystują różnego rodzaju bioodpadów, lecz je kompostują (chodzi o miliony ton). Jest to o tyle niezrozumiałe w skali kraju, że w wyniku kompostowania energia powstała wskutek rozkładu materii organicznej uwalnia się do środowiska w postaci ciepła bardzo trudnego do zagospodarowania. Tymczasem w procesie fermentacji metanowej energia wytwarzana wskutek rozkładu materii organicznej jest przede wszystkim w formie chemicznej (metanu).

Podobna sytuacja jak w Niemczech jest w większości krajów Europy Zachodniej. Z uwagi na zmiany wynikające z wdrażania dyrektywy RED II większość biogazowni i biometanowni pracujących na kiszonkach z kukurydzy i innych roślin uprawianych w plonie głównym będzie musiała drastycznie zmienić profil produkcji po zakończeniu dotychczasowych okresów wsparcia.

zowania i transportu biogazu i biometanu są średnio 2–3-krotnie niższe w stosunku do cen obowiązujących na rynku europejskim, jednak problematyczna jest ich certyfikacja niezbędna do wejścia na rynek UE oraz serwis gwarancyjny i późniejszy. Z uwagi na korzystny klimat i ogromną dostępność biomasy i bioodpadów oraz ogromną chłonność rynków w kontekście wykorzystania zarówno gazu ziemnego, jak i energii elektrycznej, perspektywy rozwoju sektora biogazowo-biometanowego w Azji, zwłaszcza Azji Południowo-Wschodniej, wydają się bardzo optymistyczne.

Rynek biogazu i biometanu w Europie

Łączna liczba biogazowni i biometanowni w Europie to niecałe 20 000 instalacji. Jednak pod względem zaawansowania technicznego i technologicznego instalacji do produkcji biogazu to Europa wyznacza światowe standardy. Biogazownie budowane i eksploatowane w Europie to instalacje typu przemysłowego, o mocy najczęściej kilkuset kilowatów lub kilku megawatów. Z kolei biometanownie budowane są jako duże instalacje o wydajności zazwyczaj ponad 2 milionów metrów sześciennych biometanu rocznie. Ten poziom – odpowiadający biogazowni o mocy 1 MW – stanowi ogólnie przyję-

Biogaz w Polsce

Ten rozdział nosi tytuł „Biogaz w Polsce”, dlatego że rynek biometanu w naszym kraju wciąż nie istnieje. Należy mieć jednak nadzieję, że w najbliższym czasie rynek ten wręcz „ekspłduje” licznymi inwestycjami na skalę niespotykaną w Europie. Z punktu



Fot. 3. Biogazownia ProBioGas w Międzyrzeczu Podlaskim.

widzenia potencjału biogazowego Polska posiada bowiem większe możliwości produkcyjne niż Niemcy, europejski lider biogazowo-biometanowy z dziewięcioma tysiącami instalacji. Co więcej – w wyniku tragicznej sytuacji ekonomicznej na polskim rynku biogazu (i w ogóle OZE) w latach 2012–2016 – krajowe firmy rozwinęły zaawansowane technicznie i technologicznie rozwiązania. Jako członek rady naukowej DBFZ w Lipsku (instytutu należącego do federalnego Ministerstwa Rolnictwa Niemiec, zajmującego się monitoringiem niemieckiego rynku biogazowego) w 2016 roku byłem uczestnikiem dyskusji na temat przyszłości niemieckich biogazowni po 2020 roku, kiedy po zakończonych okresach wsparcia cena za energię elektryczną miała dla tych biogazowni spaść do 160 euro/MWh. Na to stwierdziłem: zapraszam państwa do Polski, gdzie biogazownie radzą sobie, wdrażając zaawansowane rozwiązania i otrzymując cenę 55–75 euro/MWh. To spowodowało, że obecnie polskie technologie są w absolutnej czołówce światowej pod względem efektywności energetycznej i ekonomicznej. Na uwagę zasługują zwłaszcza dwie: ProBioGas i Dynamic Biogas.

Technologia ProBioGas

Technologia ProBioGas jest instalacją zbudowaną ze zbiorników żelbetonowych i charakteryzuje się liniowym układem fermentatorów (przypomina jelitowy układ pokarmowy). W pierwszej fazie znajduje się komora kwasowo-wodorowa, w której następuje rozkład biomasy i bioodpadów do lotnych kwasów tłuszczowych, a następnie w dalszej, właściwej komorze fermentacyjnej następuje produkcja biogazu.

Na szczególne podkreślenie zasługuje fakt, że podczas testów w 2013 roku w biogazowni w Międzyrzeczu Podlaskim udało się uzyskać unikatowy w skali świata wynik produkcji około

2000 m³ biowodoru dziennie z różnego rodzaju bioodpadów. Również dzięki „jelitowej” technologii ProBioGas uzyskuje bardzo dogłębne odfermentowanie substratów – około 98,5%, co jest ekstremalnie wysoką wartością w porównaniu z tradycyjnymi biogazowniami (70–85%).

Technologia Dynamic Biogas

Technologia Dynamic Biogas (DB) polega na zastosowaniu dogłębnego procesu rozdrobnienia substratów na wejściu, podawanych następnie do akceleratora biotechnologicznego, w którym w warunkach bardzo niskiego pH następuje intensywna hydrolyza substratów. Pulpą po dogłębnym rozłożeniu jest następnie przepompowywana do zbiorników fermentacyjnych, w których następuje intensywna produkcja metanu. Cała instalacja (poza fundamentami) skręcana jest z elementów, głównie metalowych, a kluczowe moduły dostarczane są na plac budowy w kontenerach. Powoduje to znaczne skrócenie czasu budowy – instalacja o wydajności 1 mln m³ biometanu składana jest (po wykonaniu wylewek) w 3–4 miesiące. Co istotne – fermentory pracujące w technologii DB nie mają problemu ze zmorą typowych biogazowni, jaką jest kozuch, który w skrajnych przypadkach potrafi doprowadzić do zatrzymania procesu fermentacji i konieczności kilkutygodniowego przestoju.



Fot. 4. Typowa biogazownia NaWaRo versus biogazownia Dynamic Biogas.

Technologie ProBioGas i Dynamic Biogas pozwalają na produkcję metanu w procesie fermentacji substratów lignocelulozowych (kiszonki itp.) na poziomie około 15–25% wyższej w porównaniu z tradycyjnymi technologiami.

Obecnie licencję na budowę biogazowni w technologii Dynamic Biogas wykupiły Zakłady Cegielskiego, które zamierzają budować biometanownie we współpracy z Orlenem.

Prof. dr hab. inż. Jacek Dach, kierownik pracowni ekotechnologii, Katedra Inżynierii Biosystemów, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

Substraty do produkcji biogazu i biometanu

Patrycja Pochwatka, Jakub Pulka

Z uwagi na źródła pochodzenia substratów biogaz dzielimy na trzy rodzaje: rolniczy, komunalny (w tym z oczyszczalni ścieków) i wysypiskowy.

Powstawanie biogazu jest naturalnym procesem zachodzącym w przyrodzie, na przykład na bagnach, polach ryżowych, składowiskach odpadów czy w żołądkach przeżuwaczy. Biogaz, a w zasadzie jego energetyczny składnik, czyli metan, powstaje w warunkach ściśle beztlenowych. Produkcja biogazu w warunkach kontrolowanych, czyli w instalacjach biogazowych, może odbywać się z różnych substratów: szerokiej gamy biomasy (z wyłączeniem biomasy drzewnej) oraz bioodpadów. Typowy biogaz zawiera od 50 do 70% metanu oraz od 29 do 49% dwutlenku węgla, przy czym im wyższa w substratach zawartość białek i tłuszczów, tym wyższy jest poziom metanu. Pozosta-

- odpady poubojowe,
- rośliny energetyczne.

Biogaz rolniczy

W biogazowniach rolniczych wykorzystywane są substraty będące efektem produkcji roślinnej i zwierzęcej (w tym przede wszystkim odchody zwierzęce: obornik i gnojowica) oraz odpady z przemysłu rolno-spożywczego. Obecnie wśród ponad 18 tysięcy biogazowni rolniczych w Europie najbardziej popularnym substratem jest kiszonka z kukurydzy. W Niemczech 9 tys. biogazowni wykorzystuje 60 mln ton kiszonki z kukurydzy rocznie. Prowadzi to jednak do ostrego konfliktu między produkcją żywności a produkcją biopaliw, bowiem do wyprodukowania takiej ilości kukurydzy zajęte jest aż 10% rolniczej powierzchni Niemiec. Ta sytuacja doprowadziła również do znaczącego wzrostu ceny kiszonki z kukurydzy, a w konsekwencji do wzrostu kosztów eksploatacji biogazowni.

W Polsce sektor biogazu rolniczego to zaledwie nieco ponad 100 instalacji. Jednak w odróżnieniu od niemieckich biogazowni polskie instalacje przetwarzają na znacznie szerszą skalę różnego rodzaju bioodpady i biomasę uboczną z rolnictwa. Jest to możliwe dzięki temu, że w polskich technologiach zastosowano nowoczesne rozwiązania umożliwiające stosowanie różnych substratów i natychmiastową zmianę rodzaju stosowanych materiałów, co nie jest możliwe w instalacjach pracujących w tradycyjnych technologiach fermentacyjnych.

Substraty wykorzystywane w biogazowniach rolniczych różnią się bardzo pod względem wydajności produkcji metanu. Generalnie, produkty zawierające mniej wody, a więcej suchej masy mają większą wartość energetyczną. Na przykład kiszonka ze słomy kukurydzianej może osiągać o 50 proc. wyższy potencjał produkcji metanu niż typowa kiszonka z kukurydzy. Do najbardziej energetycznych substratów należą te, które zawierają dużo tłuszczów i białka. Dlatego bardzo energetyczne są na przykład odpady poubojowe, których wydajność metanowa może być nawet 4–6 razy wyższa w porównaniu z najpowszechniej stosowaną w Europie kiszonką z kukurydzy. Ważne jest też, że w odróżnieniu od typowych produktów rolniczych, za które najczęściej trzeba zapłacić, wykorzystywanie różnego rodzaju bioodpadów może wiązać się dla biogazowni z dodatkowym przychodem z tytułu ich utylizacji.

Z punktu widzenia ochrony środowiska i obniżenia emisji gazów cieplarnianych szczególnie wskazane jest wykorzystywanie w biogazowniach rolniczych obornika. Badania wykazały bowiem, że przyzmy składowanego obornika są naturalnymi bio-



Fot. 1. Nowoczesna biogazownia rolnicza.

te śladowe ilości gazów to azot, siarkowodór, wodór i amoniak. W praktyce biogaz wychodzący z instalacji biogazowej do silnika kogeneracyjnego często zawiera też około 0,4–0,8% tlenu i 4 razy więcej azotu. Jest to wynikiem wykorzystania powietrza atmosferycznego do usuwania siarkowodoru z biogazu metodą biologiczną. Bakterie znajdujące się na specjalnej siatce w górnej części komory na poferment w obecności tlenu redukują H_2S do krystalicznej siarki. W ten sposób można zredukować stężenie siarkowodoru do zaledwie kilku ppm, ale efektem tego jest obecność w biogazie tlenu i azotu.

Do najczęściej stosowanych substratów w obecnie pracujących lub przewidywanych do budowy biogazowniach zalicza się następujące materiały:

- odchody zwierzęce, przede wszystkim obornik,
- odpady z przetwórstwa rolno-spożywczego, w tym wywary, wytloki owocowe i wysłodki,
- osady z oczyszczalni zakładowych ścieków,
- przeterminowane produkty spożywcze,

gazowniami, które w skali Polski emitują znaczną ilość metanu do atmosfery.

Biorąc pod uwagę dostępność w Polsce biomasy ubocznej, takiej jak kilkadziesiąt mln ton odchodów zwierzęcych, około 10 mln ton różnego rodzaju słomy oraz wiele milionów ton bioodpadów z przemysłu rolno-spożywczego (wywary, osady, wytkoki, odpady poprodukcyjne i poubojowe) i przeterminowaną żywność, można szacować krajowy potencjał produkcji biometanu na prawie 8 mld m³ rocznie. Obecnie jest on niewykorzystany, bowiem w Polsce działa zaledwie 107 biogazowni rolniczych (w Niemczech ponad 9000) i nie ma ani jednej biometanowni.

Biogaz komunalny

Wykorzystywaną obecnie w Polsce technologią jest przetwarzanie frakcji biodegradowalnej (głównie bogatej w materię organiczną frakcji 0–80 mm zmieszanych odpadów komunalnych) w technologii mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów. Technologia ta polega na rozdzieleniu zmieszanych odpadów komunalnych na strumień nadsitowy, kierowany do odzysku surowców i produkcji paliwa alternatywnego, oraz strumień podsitowy, kierowany do przetworzenia i stabilizacji w procesie fermentacji metanowej. Strumień kierowany do biologicznego przetworzenia musi być dokładnie oczyszczony z wszelkich nieorganicznych zanieczyszczeń, po czym zostaje przetworzony najczęściej w technologii suchej fermentacji. W Polsce występuje 7 instalacji przetwarzających zmieszane odpady komunalne.

Wraz z wejściem w życie rozporządzenia ministra środowiska z 29 grudnia 2016 roku w sprawie szczegółowego sposobu selektywnego zbierania wybranych frakcji odpadów (Dz.U. z 2017, poz. 19) zwiększyła się liczba grup odpadów, które należy zbierać selektywnie. Obok papieru, szkła, metali i tworzyw sztucznych wymagana jest zbiórka odpadów ulegających biodegradacji, ze szczególnym uwzględnieniem bioodpadów. W kategorię odpadów ulegających biodegradacji wpisują się odpady o kodzie 20 01 08, czyli odpady kuchenne ulegające biodegradacji, a także odpady ulegające biodegradacji pochodzące z parków i ogrodów o kodzie 20 02 01. Potwierdza to znowelizowana ustawa o odpadach, definiująca termin bioodpady jako ulegające biodegradacji odpady z ogrodów i parków, odpady spożywcze i kuchenne z gospodarstw domowych, gastronomii, zakładów zbiorowego żywienia, jednostek handlu detalicznego, a także porównywalne odpady z zakładów produkujących lub wprowadzających do obrotu żywność. Nie ma natomiast dokumentu mówiącego o sposobie zbiórki ww. grupy odpadów. W związku z brakiem szczegółowych wytycznych dotyczących sposobu zbiórki tych odpadów możliwa jest zbiórka bioodpadów „kuchennych i ogrodowych” razem i oddzielnie (fot. 2). Analizując rosnące wskaźniki nagromadzenia odpadów oraz składu morfologicznego, należy przypuszczać, że potencjał masowy tego strumienia wynosi około 3,5 mln Mg/rok. Bez względu na sposób zbiórki – łączny czy oddzielny – fermentacja metanowa powinna być technologią wykorzystywaną do zagospodarowania tego strumienia. Występują jednak różnice w podejściu do procesu fermentacji odpadów zbieranych łącznie i oddzielnie. W przypadku odpadów zbieranych łącznie (odpady kuchenne i zielone) w związku z relatywnie wysoką suchą masą – od 40 do 70% – odpady są zazwyczaj przetwarzane w technologii suchej. Inaczej jest w przypadku oddzielnie

zbieranych odpadów kuchennych, w których sucha masa wynosi od 10 do 30%. Kolejna różnica dotyczy wydajności biogazowej w przeliczeniu na suchą masę. Łącznie zbierane bioodpady charakteryzują się wydajnością od 80 do 300 m³·Mg s·m⁻¹, podczas gdy oddzielnie zbierane odpady kuchenne mają wydajność od 300 do 700 m³·Mg s·m⁻¹. Dlatego niezmiernie ważne jest dostosowanie technologii przetwarzania strumienia bioodpadów do planowanej technologii przetwarzania.

Prawie 37% tych instalacji stanowiły instalacje z gazem uchodzącym bezpośrednio do atmosfery, 36% instalacje służące do unieszkodliwiania gazu poprzez spalanie bez odzysku energii, 27% instalacje z odzyskiem energii, w wyniku czego poprzez spalanie ujętego gazu odzyskano około 84,8 mln MJ energii cieplnej oraz około 105,4 mln kWh energii elektrycznej.

Jednym z rodzajów biogazu komunalnego jest produkowany w oczyszczalniach ścieków wyposażonych w instalacje do fermentacji osadów. W Polsce działa prawie 3300 różnej wielkości oczyszczalni ścieków.



Fot 2. Bioodpady zawierające odpady kuchenne oraz zielone.

Biogaz wysypiskowy

Biogaz wysypiskowy powstaje w wyniku rozkładu materii organicznej zgromadzonej na wysypiskach odpadów. Proces rozkładu tej materii (do powstania biogazu wysypiskowego) prowadzony w warunkach beztlenowych może trwać nawet 15–20 lat.

Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego, na koniec 2018 roku działało 286 składowisk odpadów komunalnych, w tym ponad 90% wyposażonych w instalacje odgazowujące. W związku ze zmianą przepisów prawnych, m.in. w zakresie dopuszczania odpadów do składowania na składowiskach (Dz.U. z 2015, poz. 1277) i koniecznością dostosowania składowisk komunalnych do ich wymagań, liczba czynnych składowisk sukcesywnie spada. W 2018 roku zamknięto 16 składowisk tego typu. Spośród składowisk odpadów w 27% przypadków gaz składowiskowy unieszkodliwiano z odzyskiem energii cieplnej, w wyniku czego poprzez spalanie ujętego gazu odzyskano około 84,8 mln MJ energii cieplnej oraz około 105,4 mln kWh energii elektrycznej (GUS 2019). Nadal istnieje jeszcze duży potencjał do zagospodarowania tego rodzaju biogazu, bowiem w pozostałych przypadkach składowisk w 36% wydzielający się gaz spalany jest bez odzysku energii, a w 37% ulatnia się bezpośrednio do atmosfery.

Patrycja Pochwatka, Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie
Jakub Pulka, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

Technologie oczyszczania biogazu do jakości biometanu

Kamil Kozłowski

Jednym z rozwiązań dla branży biogazowej może być produkcja biometanu, który po odpowiednim przygotowaniu może zostać wtłoczony do sieci gazowej. To właśnie ten sposób gospodarowania biogazem w ostatnim czasie zyskał w branży biogazowej liczne grono zwolenników.

Obecnie powstający w procesie fermentacji biogaz najczęściej jest wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej i ciepła w przystosowanych do tego celu agregatach kogeneracyjnych. Rozwiązanie to charakteryzuje się wysoką sprawnością przetwarzania energii zawartej w wyprodukowanym gazie, która wynosi około 87–90%. Za wykorzystaniem tego rodzaju technologii przemawiał fakt, iż w obowiązującym do 2016 roku systemie wsparcia OZE, opartym na świadectwach pochodzenia, właściciel instalacji otrzymywał dodatkowy przychód z tytułu sprzedaży praw majątkowych na giełdzie energii oraz energii elektrycznej bezpośrednio do sieci. Ponadto, instalacje tego typu mogą być idealnym źródłem energii elektrycznej i ciepła na obszarach wiejskich, bez konieczności rozbudowy kosztownych sieci przesyłowych. Jednak obniżenie dochodu biogazowni w przeliczeniu na 1 MWh zmusiło potencjalnych inwestorów do poszukiwania nowych, korzystniejszych ekonomicznie technologii.

Jednym z rozwiązań dla branży biogazowej może być produkcja biometanu, który po odpowiednim przygotowaniu może zostać wtłoczony do sieci gazowej. To właśnie ten sposób gospodarowania biogazem w ostatnim czasie zyskał w branży biogazowej liczne grono zwolenników. Organizowane w ubiegłych latach spotkania branżowe skupiały się przede wszystkim na możliwościach i perspektywach rozwoju biometanowni w Polsce. Należy jednak pamiętać, że budowa tego typu instalacji wymaga uszlachetnienia produkowanego biogazu i usunięcia z niego dwutlenku węgla, siarkowodoru oraz amoniaku – zgodnie z warunkami przyłączenia określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.

Osuszanie jako pierwszy etap uszlachetniania biogazu

Jednym z pierwszych i podstawowych etapów produkcji biometanu z biogazu rolniczego jest jego osuszenie. Wynika to przede wszystkim z wysokiej wilgotności względnej gazu surowego w zbiornikach fermentacyjnych. Wartości te wynoszą 100%, co oznacza, że jest on nasycony parą wodną. Proces osuszania odbywa się w trakcie schładzania i może zachodzić właściwie na każdym etapie technologicznym. Część pary wodnej wydzielą się w postaci kondensatu i gromadzona jest w studzienkach kondensacyjnych. Jednak celem osuszania biogazu w instalacji biogazowej jest nie tylko usunięcie z niego pary wodnej, ale również zmniejszenie zawartości takich zanieczyszczeń jak pyły, chlor i fluor, amoniak, siarkowodor oraz lotne związki organiczne. Pro-



System osuszania biogazu w jednej z biogazowni rolniczych.

Fot. K. Kozłowski

ces ten polega na schłodzeniu gazu do temperatury około 10–15°C i kondensacji zawartej w nim pary wraz z wyprowadzeniem kondensatu z układu instalacji. Chłodzenie często przeprowadzane jest w nitce gazowej. Instalacja biogazowa wykonywana jest pod odpowiednim kątem nachylenia, dzięki czemu kondensat zbierany jest w umieszczonym w najniższym punkcie specjalnym zbiorniku. W celu polepszenia efektu chłodzenia nitka gazowa prowadzona jest pod ziemią. Ze względu na to, iż powstający kondensat zawiera dużą ilość niepożądanych składników, zbiorniki kondensatu muszą być regularnie opróżniane. Dlatego powinien być do nich zapewniony odpowiedni dostęp. Należy również pamiętać o właściwym ociepleniu tzw. szachtów kondensacyjnych, co ograniczy ryzyko zamarznięcia zbiornika. Innym sposobem osuszania i schładzania biogazu jest zastosowanie chłodziń elektrycznych mających wyższą wydajność.

System instalacji osuszania biogazu jest projektowany indywidualnie pod kątem każdej biogazowni. Dlatego ich parametry pracy oraz budowa mogą się różnić w zależności od wymagań danego rodzaju silnika i gazu produkowanego podczas fermentacji metanowej. Do typowych elementów w instalacjach osuszania biogazu zalicza się:

- system wymienników (wymienniki pojedyncze, z dodatkowym rekuperatorem lub wyposażone w rekuperator i dodatkowy podgrzewacz),

- filtr odwadniający,
- agregat wody lodowej,
- kolektor zasilający,
- kolektor wylotowy,
- czujniki podstawowych parametrów biogazu,
- konstrukcję nośną lub ramę.

W zależności od konstrukcji biogazowni i rozmieszczenia jej poszczególnych elementów pierwszy etap schładzania odbywa się w rurach sieci gazowej, którymi transportowany jest biogaz ze zbiorników gazowych do silnika kogeneracyjnego. Następnie biogaz o wilgotności względnej około 100% trafia poprzez kolektor zasilający do schładzacza górnego (ekonomizera), w którym następuje jego schłodzenie o kilka stopni. Następnie gaz kierowany jest do chłodnicy dolnej, gdzie znajduje się wymiennik ciepła „biogaz–woda lodowa”. Na tym etapie następuje schłodzenie gazu do temperatury około 10–15°C. Podczas tego etapu następuje jednocześnie kondensacja pary wodnej zawartej w biogazie. Kondensat sływa po ściankach rur do filtrowodwadniacza, a następnie jest usuwany grawitacyjnie do studni kondensatu poprzez zamknięcie hydrauliczne. Kolejnym etapem jest skierowanie biogazu z filtrowodwadniacza do zewnętrznej części ekonomizera, gdzie stanowi on medium chłodzące. Jednocześnie zostaje on ogrzany przez gaz nieodwodniony o wyższej temperaturze. Wpływa to na obniżenie wilgotności względnej biogazu. Ostatnim etapem jest skierowanie biogazu do kolektora wylotowego, a następnie za pomocą ssawo-dmuchawy do silników gazowych lub do dalszego układu uszlachetniania. Przepływ biogazu przez ssawo-dmuchawę powoduje jego podgrzanie o kilka stopni, co w konsekwencji pozwala dodatkowo obniżyć jego wilgotność względną.

Adsorpcja zmiennociśnieniowa PSA

Jedną z najczęściej stosowanych w Europie metod oczyszczania biogazu do jakości biometanu jest adsorpcja zmiennociśnieniowa. W tej metodzie dwutlenek węgla usuwany jest poprzez adsorpcję z wykorzystaniem powierzchni węgla aktywnego i podwyższonego ciśnienia. Zamiennikami węgla aktywnego mogą być również sity molekularne wytworzone z zeolitu, jednak stosuje się je za-

dzień niż wspomniany węgiel. Schemat instalacji wykorzystującej technologię PSA (z ang. *Pressure Swing Adsorption*) przedstawia rysunek 1.

Węgiel aktywny posiada zdolność adsorpcji siarkowodoru i pary wodnej, co może doprowadzić do obniżenia sprawności oczyszczania biogazu, a z czasem do dezaktywacji złoża. Dlatego zaleca się stosowanie metody PSA poprzedzonej wstępnym osuszeniem i odsiarczeniem biogazu. Dodatkową zaletą tej technologii jest możliwość regeneracji złoża poprzez ogrzewanie (doprowadzenie do wrzenia adsorbenta) lub przedmuchiwanie gazem obojętnym. W przypadku ciągłej pracy instalacji przemysłowej stosuje się układ technologiczny z wykorzystaniem kilku kolumn (czterech, sześciu, dziewięciu lub dwunastu) pracujących równolegle.

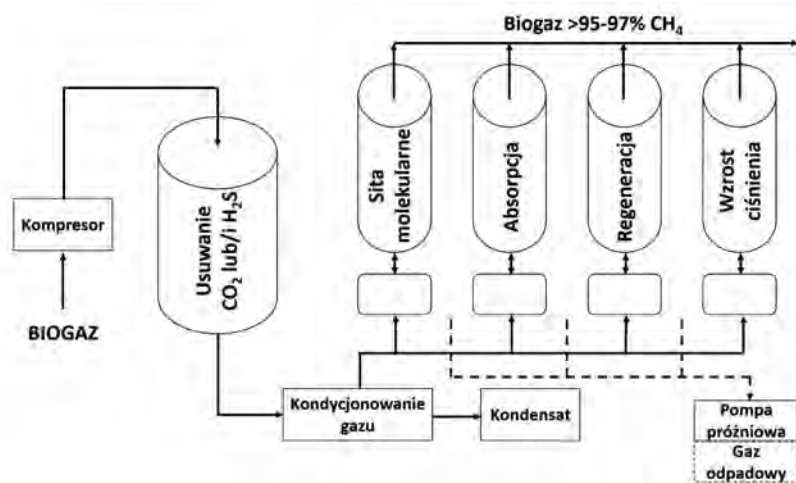
W procesie PSA stężenie metanu w gazie uzdatnionym wynosi ponad 97%. Dodatkowo technologia ta charakteryzuje się niskim zapotrzebowaniem na energię oraz niskim poziomem emisji, dzięki czemu cieszy się ona sporym zainteresowaniem w przemyśle. Oprócz głównego strumienia gazu (wzbogacanego biogazu) powstaje również strumień gazów odpadowych. Zawiera on zaadsorbowane na adsorbencie składniki oraz około 3–4% CH_4 . Główną wadą procesu PSA jest konieczność wstępnego usunięcia siarkowodoru, ponieważ jego obecność prowadzi do zanieczyszczenia adsorbentu i zmniejszenia efektywności uzdatniania biogazu.

Płuczki wodne

Inną, często stosowaną metodą oczyszczania biogazu jest technologia płuczki wodnej (absorpcja fizyczna). W przypadku płuczek wodnych wykorzystuje się zdolność dwutlenku węgla do rozpuszczania się w wodzie. Szczególnie w niższych temperaturach gaz ten charakteryzuje się zdecydowanie wyższą rozpuszczalnością niż metan. Biogaz podawany jest do instalacji płuczki pod wysokim ciśnieniem, wynoszącym około 10 barów. Zwiększa to efekt rozpuszczalności gazów. Dzięki temu gaz opuszczający kolumnę płuczki wodnej ma wyższe stężenie metanu. W instalacjach woda rozpylana jest w górnej części kolumny, spływając w dół w przeciwnym kierunku do gazu. Częstym rozwiązaniem jest również zastosowanie wypełnienia kolumny, co zwiększa powierzchnię wymiany masy gaz–ciecz. Woda po oczyszczeniu kierowana jest do kolumny desorpcyjnej, w której poddawana jest recyklingowi. Wcześniej jednak jest schładzana do temperatury pozwalającej na odzyskanie pozostałych ilości metanu. Zaletą tego rodzaju metody oczyszczania biogazu jest możliwość stosowania jej w instalacjach biometanowych różnej mocy. Znajdują one zastosowanie zarówno w mikroinstalacjach, jak i dużych elektrowniach przemysłowych. Po procesie suszenia zawartość CH_4 w strumieniu otrzymywanego gazu może osiągnąć nawet 98%, natomiast sprawność odzysku tego gazu może sięgać 94%.

Wadą tego rozwiązania, mimo zastosowania systemów regeneracji, jest konieczność wykorzystania dużej ilości wody. Efektem tego jest stosowanie wielokrotnego mycia. W procesie oczyszczania biogazu za pomocą płuczki wod-

Rysunek 1. Schemat działania instalacji PSA



nej powstają dwa główne strumienie odpadowe. Pierwszym jest strumień powietrza odlotowego, które wykorzystywane jest do odpędzania wody płuczającej. Powietrze to zawiera niewielkie ilości CO_2 oraz śladowe ilości siarkowodoru. To właśnie zawartość tego gazu, ze względu na toksyczne działanie, może wymagać odpowiedniego uzdatnienia. Drugi strumień odpadowy stanowi woda procesowa. Ze względu na konieczność ciągłego utrzymania wysokiej sprawności pochłaniania dwutlenku węgla przez wodę płuczającą, jej część jest odprowadzana z instalacji, natomiast odpowiednia ilość uzupełniana czystą wodą. Pozwala to zachować niski poziom zarówno CO_2 , jak i H_2S w wodzie procesowej.

Należy również dodać, że w procesie absorpcji fizycznej jako rozpuszczalniki zastosowanie mogą znaleźć również inne absorbenty, m.in. metanol, eter dimetylowy polietylenoglikolu, węgiel propylenowy oraz sulfolan. Podobnie jak w wodzie rozpuszczalność dwutlenku węgla i siarkowodoru jest w nich większa niż metanu. Dodatkowo, ich rozpuszczalność w wymienionych absorbentach jest wyższa niż w wodzie. Wiąże się to z ich mniejszym zużyciem oraz mniejszym zapotrzebowaniem na energię do zasilania pomp.

Absorpcja

W celu zwiększenia procentowej zawartości metanu w biogazie stosuje się również proces absorpcji, polegający na dyfuzyjnym przenoszeniu cząstek gazu do cieczy. Przenoszenie to wywoływane jest różnicą gradientu stężeń w obu fazach. Wyróżnia się trzy główne etapy procesu absorpcji:

- przenoszenie gazu do powierzchni cieczy,
- rozpuszczanie w warstwie granicznej,
- końcowe przenoszenie zaabsorbowanego gazu w głąb cieczy.

Proces uzdatniania gazu z wykorzystaniem procesu absorpcji prowadzi się w skruberach, które służą do usuwania głównie dwutlenku węgla. Jednak możliwe jest również usunięcie siarkowodoru w niewielkich ilościach. Podobnie, jak w metodach płuczek wodnych, tak i w tym przypadku wykorzystuje się zjawisko większej rozpuszczalności CO_2 w porównaniu z CH_4 . Kolumna stosowana w tej technologii wypełniana jest kształtkami z tworzyw sztucznych, co pozwala na zwiększenie powierzchni oraz wydłużenie czasu kontaktu gazu i cieczy.

Separacja kriogeniczna

Jedną z coraz częściej wykorzystywanych metod oczyszczania biogazu jest metoda kriogeniczna. Ze względu na to, iż dwutlenek węgla, metan oraz inne składniki biogazu skraplają się w różnych zakresach temperatur, stosuje się metody schładzania i kompresji biogazu w celu wykroplenia niepożądanych jego składników. Separacja kriogeniczna w skali przemysłowej prowadzona jest w temperaturze sięgającej około -90°C oraz pod wysokim ciśnieniem (około 40 barów). Na rysunku 2 przedstawiony został schemat blokowy działania systemu separacji kriogenicznej

Proces polega na stopniowym schładzaniu i sprężaniu gazu, a następnie skierowaniu uzdatnionego biogazu do kolumny destylacyjnej. W tej metodzie schładzanie gazu odbywa się etapowo, dzięki czemu możliwe jest

uzyskanie wysokiej sprawności oczyszczenia poprzez usunięcie między innymi pary wodnej i siloksanów. W pierwszym etapie biogaz kierowany jest do wymiennika ciepła, w którym chłodzony jest do temperatury około -70°C . Następnie strumień gazu przepuszczany jest przez ciąg sprężarek i wymienników ciepła. Celem pracy takiego układu jest dodatkowe schłodzenie gazu wlotowego i jego sprężenie przed wejściem do kolumny destylacyjnej. Ostatnim etapem procesu oczyszczania jest oddzielenie metanu od innych zanieczyszczeń (m.in. siarkowodoru i dwutlenku węgla). Na tym etapie powstają dwa strumienie: gaz wzbogacony i odpadowy.

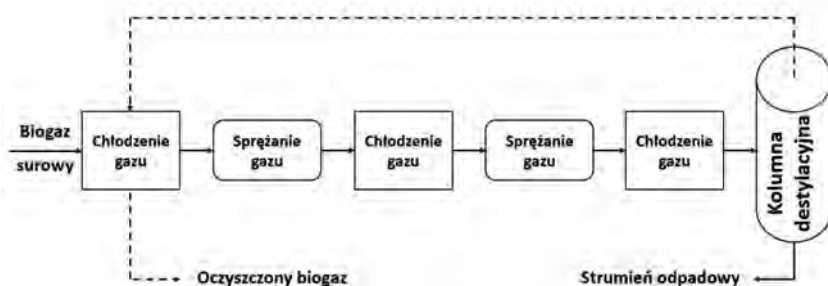
Do głównych zalet opisywanej metody kriogenicznego oczyszczania biogazu należy zaliczyć wysoką sprawność, pozwalającą na uzyskanie około 99% zawartości metanu. Jednak wiąże się to z użyciem wielu urządzeń technologicznych (sprężarek i wymienników ciepła).

Jedną z pierwszych technologii, które znalazły zastosowanie jako metody kriogenicznego oczyszczania biogazu była GPP®, opracowana przez firmę Gastreatment Services BV. W rozwiązaniu tym biogaz w pierwszym etapie jest sprężany do ciśnienia 17–26 barów, a następnie chłodzony do temperatury -25°C . W tym miejscu następuje usunięcie wody, siarkowodoru, dwutlenku siarki, siloksanów i halogenów. Dalej biogaz przepuszczany jest przez filtr koalescencyjny i przez katalizator, gdzie usuwane są śladowe ilości pozostałych zanieczyszczeń. W dalszych dwóch etapach następuje usunięcie dwutlenku węgla. Najpierw gaz wlotowy schładzany jest do temperatury około -50 – -60°C . Pozwala to na usunięcie około 30–40% CO_2 . Następnie pozostała ilość dwutlenku węgla usuwana jest w postaci ciała stałego. Zastosowanie znajduje tu dodatkowa kolumna, w której zachodzi rozmrażanie i usuwanie dwutlenku węgla.

Technologia GPP® jest dalej rozwijana, a efektem tych działań było rozbudowanie jej o możliwość wytwarzania ciekłego metanu jako produktu końcowego. Pierwsze, pilotażowe instalacje tego typu powstały w Holandii. Poprzez uzyskanie temperatury pozwalającej na wytworzenie metanu w stanie ciekłym możliwe jest również odseparowanie azotu, którego znaczne ilości znajdują się w biogazie produkowanym na składowiskach odpadów.

W Polsce również powstała technologia oczyszczania biogazu metodą kriogeniczną, która chroniona jest patentem PAT.225854. Obecnie wiadomo o co najmniej pięciu projektach biometanowych w Polsce, a trzy z nich realizowane są we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Biometanu z wykorzystaniem

Rysunek 2. Schemat blokowy systemu separacji kriogenicznej



Autor K. Kozłowski

wymienionego patentu. Te trzy projekty skalowane są na od 2 do 4 mln Nm³ biometanu rocznie każdy. Produkcja opierać się w nich będzie na surowcach II generacji, w tym materiałach lignocelulozowych. Autorzy wynalazku uważają, że proponowana instalacja umożliwi w sposób prosty przystosowanie gazu uzyskiwanego w biogazowniach i składowiskach odpadów do parametrów gazu przesyłowego. Dodatkowym skutkiem metody jest uzyskiwanie dwutlenku węgla w formie wygodnej do jego dalszego wykorzystania – jako suchy lód lub surowiec chemiczny.

Separacja membranowa

Jednym z równie dynamicznie rozwijanych metod oczyszczania biogazu są techniki membranowe. Pozwalają one na separację głównie dwutlenku węgla i siarkowodoru. Wykorzystywane membrany stanowią filtr, przez który może przedostać się co najmniej jeden ze składników mieszaniny. Natomiast inne są przez nie zatrzymywane ze względu na wielkość lub powinowactwo. Wynika to z zastosowania membran o różnych przepuszczalnościach. Transport przez membranę jest wynikiem różnicy potencjałów chemicznych po obu jej stronach. Może on być wywołany różnicą ciśnienia, stężenia, potencjału elektrycznego lub temperatury. Zależy również od rodzaju wykorzystywanej membrany. Małe cząsteczki, np. wodoru, siarkowodoru i dwutlenku węgla przenikają szybciej niż większe cząsteczki azotu lub metanu. W efekcie gaz wlotowy wprowadzony do układu membranowego pod odpowiednim ciśnieniem ulega rozdzielowi na strumień zawierający CO₂ (*permeat*), który odbierany jest pod niższym ciśnieniem, oraz strumień zawierający CH₄ (*retentat*), odbierany przy wyższym ciśnieniu.

Membrany najczęściej wykonywane są w formie włókna kapilarnego, które mają małą średnicę. Wymuszenie przepływu przez tego rodzaju membrany wymaga zastosowania wysokich ciśnień, a to wiąże się z dużą wytrzymałością mechaniczną układu ze względu na ryzyko zablokowania kanałów kapilarnych. To z kolei wiąże się z wyższymi kosztami inwestycyjnymi oraz prowadzenia samego oczyszczania. Dodatkowo, na koszty instalacji wpływa selektywność zastosowanej membrany, czas zużycia, zakres temperatury, a także koszty jej utrzymania i wymiany.

Separacja membranowa jest jedną z podstawowych metod oczyszczania gazu wysypiskowego, który produkowany jest na składowiskach odpadów. Pierwsze tego typu instalacje powstały już w latach siedemdziesiątych w Stanach Zjednoczonych i Holandii. Główną wadą technologii jest niski odzysk metanu. Strumień odpadowy w tym przypadku zawiera duże ilości silnie zanieczyszczonego CH₄.

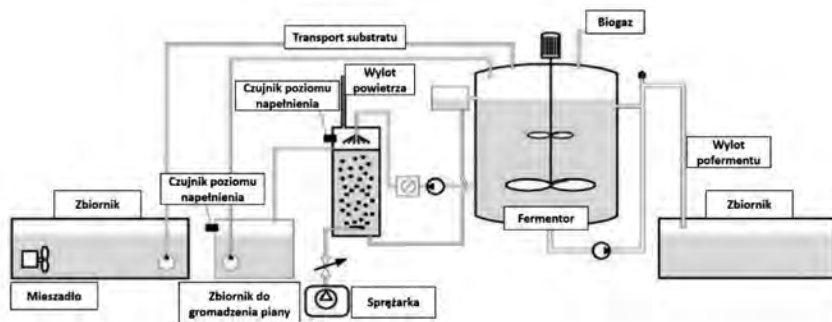
Wzbogacanie metanu metodą *in situ*

Ostatnią opisaną w tym artykule metodą oczyszczania biogazu jest zastosowanie technik *in situ*. W tej technice dwutlenek węgla usuwany jest z osadu fermentującego. To właśnie osad z komór fermentacyjnych najpierw transportowany jest do

kolumny desorpcji, w której CO₂ desorbowany jest w wyniku przepuszczenia powietrza, a następnie osad zawracany jest do komór. Proces ciągłego usuwania dwutlenku węgla powoduje zwiększenie stężenia metanu w gazie pobieranym z komory fermentacyjnej.

Symulacje prowadzone w skali laboratoryjnej wykazują, że możliwe jest osiągnięcie procentowej zawartości metanu w biogazie w wysokości około 95%, przy stratach około 2%. Jednak w skali przemysłowej najwyższe wartości metanu wynosiły około 87%, przy stratach około 8%. Zaletą metod *in situ* jest ich prostota wykonania, niewymagająca dużej liczby dodatkowych urządzeń. W związku z tym jej zastosowanie w działających już instalacjach biogazowych pozwala na redukcję kosztów w porównaniu z innymi, wcześniej omawianymi technologiami. Jej wadą jest jednak niska sprawność oczyszczania biogazu. Dlatego znajduje ona zastosowanie w instalacjach niewymagających dużej czystości metanu.

Rysunek. 3. Schemat systemu wzbogacania metanu metodą *in situ*



Źródło: IEA Bioenergy

* * *

Obecnie nie ma w Polsce instalacji pozwalającej na produkcję biometanu przez oczyszczenie produkowanego biogazu. Gaz ten wykorzystuje się głównie do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Jednak w związku z zawirowaniami na rynku energii elektrycznej w naszym kraju oraz ograniczeniem wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji kierunek produkcji biometanu jest interesującą alternatywą dla rozwoju biogazowni. Biometan może być wprowadzany bezpośrednio do sieci gazowej lub może zostać wykorzystany jako paliwo transportowe. Na podstawie dostępnych opracowań i oferowanych technologii do najkorzystniejszych ekonomicznie rozwiązań obecnie zaliczyć należy metody kriogeniczne i technologie płuczek wodnych. Zbliżonymi kosztami charakteryzują się metody adsorpcji zmiennociśnieniowej PSA, absorpcji oraz separacji membranowej. Jednak dostępne dane potwierdzają, iż koszty mogą się znacząco różnić przede wszystkim w zależności od producenta danej technologii, a nie od zastosowanej metody. Ponadto, przed rozpoczęciem inwestycji należy najpierw sprawdzić możliwości przyłączenia się do danej sieci gazowej oraz potencjał produkcyjny biogazu i biometanu.

Kamil Kozłowski, Katedra Inżynierii Biosystemów, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

Elektrociepłownia na biogaz, czyli zielona energia w gminie

Marcin Orłowski

Polska Grupa Biogazowa ma wieloletnie doświadczenie w obszarze energetyki odnawialnej. Na rynku istnieje od 2007 roku. Głównym obszarem jej działalności jest produkcja energii elektrycznej i ciepła z biogazu rolniczego oraz świadczenie usług w sektorze odnawialnych źródeł energii.

Obecnie Polska Grupa Biogazowa eksploatuje 9 elektrociepłowni na biogaz rolniczy, które zlokalizowane są w różnych częściach Polski – w województwach zachodniopomorskim, podlaskim, mazowieckim, podkarpackim i warmińsko-mazurskim.

Łączna zainstalowana moc elektryczna instalacji wytwórczych eksploatowanych obecnie przez PGB to 9 MW.

W 2021 roku uruchomione zostaną kolejne biogazownie. W dwa lata powstanie ponad 20 nowych instalacji, które umożliwią wytworzenie 160 tys. MWh energii elektrycznej i 600 tys. GJ ciepła.

Jak działa biogazownia?

Elektrociepłownia na biogaz rolniczy służy do produkcji biogazu, który jest jednym z odnawialnych źródeł energii. Jego produkcja umożliwia zagospodarowanie w ekologiczny i bezpieczny sposób bioodpadów (tzw. biomasy) oraz przetworzenie ich na energię elektryczną i ciepło.

Logistyka dostaw surowców do biogazowni

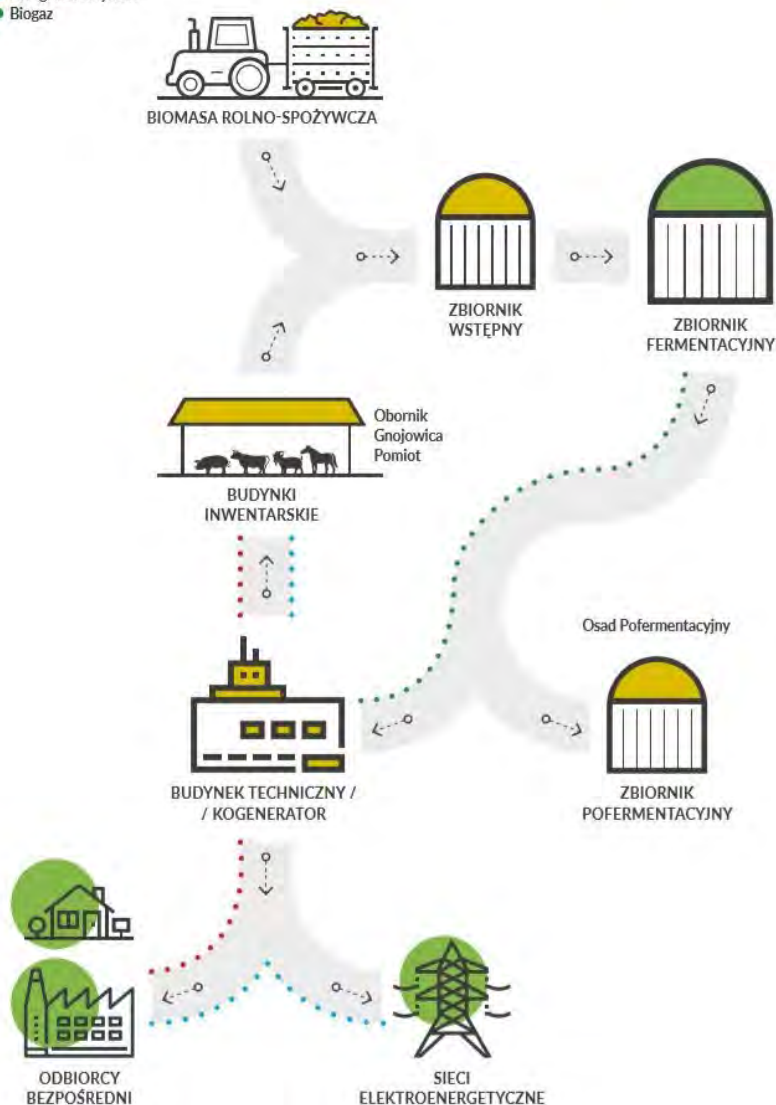
Podejmując decyzję o budowie biogazowni w danym regionie, kwestia dostępu do surowców oraz ich potencjał biogazowy mają podstawowe znaczenie. Jako miejsce lokalizacji biogazowni wybierane są obszary w bliskim sąsiedztwie pól uprawnych, gospodarstw rolnych, hodowlanych bądź w niedalekiej odległości od przedsiębiorstw rolno-spożywczych.

Ze względu zarówno ekonomicznych, jak i logistycznych zbyt odległy dystans między biogazownią a źródłem surowca w przypadku niektórych substratów może negatywnie wpływać na efektywność czy rentowność instalacji.

Schemat działania elektrociepłowni na biogaz

JAK DZIAŁA BIOGAZOWNIA?

- Energia Ciepła
- Energia Elektryczna
- Biogaz



Fot. Polska Grupa Biogazowa

Polska Grupa Biogazowa pozyskuje substraty w dużym stopniu na rynkach lokalnych. Współpracujemy zarówno z klientami indywidualnymi, zwłaszcza z rolnikami, hodowcami, jak i z dużymi przedsiębiorstwami z branży rolno-spożywczej.

Substraty dzielą się na pozyskiwane okresowo – głównie w miesiącach jesienno-zimowych (np. zielonka z kukurydzy, wysłodki buraczane, wytloki owocowo-warzywne) – i na dostępne przez cały rok, pochodzące z szeroko rozumianego przetwórstwa rolno-spożywczego, np. w sektorach mlecznym czy owocowo-warzywnym. Dostawy odbywają się wówczas regularnie, zgodnie z wymogami sprawnej logistyki obsługiwanych zakładów.

Instalacje Polskiej Grupy Biogazowej mają charakter rolniczy, a substraty wykorzystywane do produkcji biogazu zgodne są z ustawową definicją biogazu rolniczego, zawartą w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Substraty do produkcji biogazu to na przykład kiszonka z roślin energetycznych (w tym kukurydzy, traw, żyta), wytloki z owoców i warzyw, wysłodki buraczane, gnojowica, obornik, serwatka, pulpa ziemniaczana, a nawet wawy gorzelniane.



W skali roku w biogazowniach Polskiej Grupy Biogazowej przetwarza się około 300 tys. ton surowców pozwalających na wytworzenie około 60 tys. MWh energii elektrycznej i ponad 9 MW ciepła.

Substraty trafiają na teren biogazowni w specjalnie przystosowanych cysternach, ciągnikach rolniczych, autach samowytładowczych lub innych samochodach dostawczych – w zależności od rodzaju surowca. W nowej biogazowni PGB – uruchomionej w czerwcu w Falknowie (w województwie warmińsko-mazurskim) – gnojowica z sąsiadującego z instalacją gospodarstwa trafia do zakładu rurociągiem wybudowanym specjalnie w tym celu.

Dzienne zapotrzebowanie instalacji PGB to kilkadziesiąt ton surowca na każdej z eksploatowanych biogazowni.

Jak korzystają mieszkańcy?

Działanie na terenie gminy elektrociepłowni na biogaz daje możliwość skorzystania z ekologicznego ciepła, które wyprodukowane zostało w sposób nieszkodliwy dla człowieka i środowiska naturalnego. Biogazownie stanowią doskonałą alternatywę dla paliw kopalnych. Pozwalają zmniejszyć emisję szkodliwych substancji i pyłów powstających na przykład w wyniku spalania węgla w domowych piecach. Ponadto, są stabilnym źródłem ciepła – PGB zapewnia ciągłość dostaw przez cały rok, niezależnie od warunków atmosferycznych.

Jesteśmy otwarci na współpracę z lokalnymi władzami i mieszkańcami w zakresie dystrybucji ciepła wytworzonego w elektrociepłowni na biogaz. Mieszkańcom miejscowości, w których zlokalizowane są nasze inwestycje, oferujemy sprzedaż ciepła po preferencyjnych cenach.

Na istnieniu elektrociepłowni na biogaz mogą skorzystać również lokalni rolnicy, po pierwsze dostarczając biomasę z lokalnego przetwórstwa i hodowli, a po drugie dzięki możliwości korzystania z wartościowego pofermentu.

W procesie produkcji biogazu dochodzi do powstania masy pofermentacyjnej o wysokiej zawartości składników odżywczych, która może stanowić bardzo dobrej jakości zamiennik dla wykorzystywanych w rolnictwie sztucznych i naturalnych nawozów.

To doskonały środek wspomagający uprawę roślin, a także nawadniający glebę. Zapach masy pofermentacyjnej jest znacznie mniej uciążliwy niż powszechnie stosowane obornik czy gnojowica, a ponadto nie zawiera pasożytów (w przeciwieństwie do obornika czy gnojowicy) ani bakterii chorobotwórczych. Ponadto, sprzyja redukcji gazów cieplarnianych – metanu i podtlenku azotu, które emitowane są z nawozów naturalnych.

W miejscowościach, w których znajdują się elektrociepłownie PGB na biogaz z masy pofermentacyjnej chętnie korzystają lokalni rolnicy.

Wytworzone w instalacjach Polskiej Grupy Biogazowej ciepło wykorzystywane jest również do suszenia drewna. Z suszarni zlokalizowanych na terenie niektórych biogazowni PGB mogą skorzystać przedsiębiorstwa z branży drzewnej, zwłaszcza stolarnie, producenci podłóg drewnianych, paneli podłogowych i mebli, a także wytwórcy różnych wyrobów i konstrukcji drewnianych.

* * *

Elektrociepłownie na biogaz, potocznie zwane biogazowniami, wpisują się w popularny na świecie model gospodarki obiegu zamkniętego, który opiera się przede wszystkim na działaniach mających na celu ograniczenie ilości odpadów poprzez ich wykorzystywanie jako surowców wtórnych.

Biogazownie rolnicze doskonale sprawdzają się w regionach rolniczych, w których są zwykle lokalizowane. Z jednej strony pozwalają zagospodarować kłopotliwe bioodpady pochodzące z lokalnego rolnictwa, hodowli i przetwórstwa, z drugiej zaś wytworzoną z nich energię elektryczną i ciepło dystrybuują do lokalnych społeczności, zakładów produkcyjnych czy budynków użyteczności publicznej. Poza tym do rolników trafia wartościowy poferment, powstały w procesie produkcji biogazu.

Marcin Orłowski, prezes zarządu, Polska Grupa Biogazowa

Inwestycje biogazowe a protesty i opór społeczny

Patrycja Pochwatka, Wojciech Czekala

Każda inwestycja obarczona jest ryzykiem, a jej niepowodzenie może być związane z czynnikami ekonomicznymi, prawnymi, formalnymi czy technicznymi. W przypadku inwestycji w instalacje biogazowe należy wziąć pod uwagę także czynnik ludzki, a co z tym związane – prawdopodobne opory i protesty społeczne. Z dotychczasowych doświadczeń z ostatnich lat wynika, iż może to być czynnik kluczowy dla powodzenia realizacji inwestycji, bowiem działania podejmowane przez lokalnych mieszkańców mogą opóźniać, a nawet blokować planowane inwestycje biogazowe. Dlatego bariera społeczna często bywa jednym z głównych powodów zmiany decyzji inwestora o lokalizacji inwestycji lub wręcz o jej zaniechaniu, mimo posiadanych zgód i pozytywnej analizy ekonomicznej. Możliwe są również sytuacje, w których inwestor nie jest w stanie uzyskać decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, zgody na realizację przedsięwzięcia z uwagi na gwałtowne protesty społeczności lokalnej, choć obiektywnie patrząc, w wielu przypadkach budowa biogazowni może przynieść wymierne korzyści finansowe, środowiskowe czy społeczne. W odróżnieniu bowiem na przykład od marszałka czy starosty – pozycja wójta lub burmistrza wybieranego w wyborach bezpośrednich jest znacznie bardziej zależna od woli mieszkańców danej gminy, w której planowana jest biogazownia (czy inna inwestycja mogąca wywołać kontrowersje).

Inwestycje biogazowe nie są jednak szczególnym przypadkiem, który budzi sprzeciw społeczny. Inwestycje w inne rodzaje OZE, tj. farmy wiatrowe, elektrownie wodne (nawet małe) czy wielkopowierzchniowe farmy fotowoltaiczne, również nie pozostają obojętne dla mieszkańców. Takie działania negatywnie wpływają na rozwój sektora OZE zarówno na szczeblu lokalnym, ogólnopolskim, jak i europejskim. Skutkować to może opóźnieniami we wdrażaniu długoterminowej strategii Komisji Europejskiej, według której Europa do 2050 roku ma się stać klimatycznie neutralna – w dużej mierze dzięki rozwojowi odnawialnych źródeł energii. Już teraz Polsce grożą wysokie sankcje za niedostateczny udział produkcji elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (dla Polski cel w 2020 roku to przynajmniej 15% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto). Dlatego tak ważne jest prowadzenie działań w kierunku zmniejszenia (najczęściej bezpodstawnego) oporu społecznego na prowadzenie inwestycji w biogazowni i biometanowni, a także wprowadzenie zmian legislacyjnych ułatwiających inwestycje (jak choćby podniesienie pułapu wielkości małej biogazowni, przy budowie której nie są wymagane konsultacje społeczne, z 500 kW do 1 MW – czyli równowartości produkcji biometanu z 1,06 do 2,12 mln m³ rocznie).

Potencjał produkcji biometanu z sektora rolnego jest w Polsce znaczny, wynosi bowiem prawie 8 mld m³ CH₄ rocz-

nie – i to bez wykorzystania przeznaczonych do tego upraw celowych (np. kukurydzy) jak na przykład w Niemczech, gdzie ponad 10% rolniczej powierzchni kraju jest wykorzystywane pod uprawę kukurydzy na kisonkę dla biogazowni i biometanowni. Dodatkowym argumentem przemawiającym za wykorzystywaniem biomasy pochodzenia roślinnego bądź zwierzęcego jest duży udział gruntów ornych w ogólnej powierzchni kraju. Potencjał ten, choć znaczny, nadal jest nieodpowiednio wykorzystywany. W Polsce – według stanu na 30 października 2020 roku – działa zaledwie 116 biogazowni rolniczych o zainstalowanej łącznej mocy 117,868 MWe. (równoważnik biometanowni o potencjale produkcji około 250 mln m³ biometanu). W porównaniu z Niemcami, gdzie istnieje ponad 9000 biogazowni o zainstalowanej mocy ponad 5000 MW jest to wynik bardzo słaby, zwłaszcza biorąc pod uwagę, że Niemcy mają o prawie 1,5 mln ha mniejszą niż Polska powierzchnię wykorzystywaną rolniczo. Biorąc więc pod uwagę również to, że w Polsce na znacznie większą skalę można wykorzystywać do produkcji biogazu/biometanu także odpady z przetwórstwa rolno-spożywczego, można stwierdzić, że potencjał biogazowy/biometanowy w Polsce jest znacznie większy niż w Niemczech. Tymczasem dysproporcja w liczbie biogazowni między Polską a Niemcami ukazuje wyraźnie, jak wielką pracę do wykonania ma polski sektor biogazu i biometanu. Aby udało się zrealizować te gigantycznej skali inwestycje (PGNiG ocenia wartość samego rynku biometanu na około 70 mld zł do roku 2030), jednym z kluczowych elementów jest zmniejszenie skali oporu społecznego, który już w ostatniej dekadzie był jedną z głównych barier przy budowie biogazowni.

Obawy związane z budową biogazowni/biometanowni

Budowa biogazowni rolniczej, tak jak wielu innych przedsięwzięć, wśród części społeczeństwa może budzić pewne obawy czy wątpliwości. Pamiętać jednak należy o tym, że omawiana instalacja wpływa pozytywnie na środowisko. W związku z tym wszelkiego rodzaju obawy należy rozwiązać jak najwcześniej, tak aby w przyszłości nie występowały konflikty.

Często nieuzasadnionymi obawami, które budzi sąsiedztwo biogazowni w bliskiej odległości od siedzib ludzkich, są:

- możliwość wybuchu instalacji (gaz zgromadzony pod kopułą),
- uciążliwy zapach zarówno z biogazowni, jak i podczas transportu substratów do biogazowni,
- skażenie gleby i wody przy stosowaniu pofermentu jako nawozu (ogólny negatywny wpływ na zdrowie okolicznej ludności),

- spadek wartości nieruchomości wokół biogazowni,
- zwiększony ruch wielkogabarytowych pojazdów dowożących substraty do biogazowni,
- kontekst etyczny, wykorzystanie substratów kontrowersyjnych, np. odpady poubojowe, przeterminowana żywność.

Jednak przy prawidłowo prowadzonych biogazowniach obawy te są całkowicie nieuzasadnione. Choć niektórych kwestii, tak jak na przykład transportu substratów do biogazowni nie da się uniknąć, to należy pamiętać, że najczęściej są to 2–3 kursy dziennie. W związku z tym w stosunku do całego ruchu na danym terenie liczba ta jest marginalna. Zdecydowanie najczęstszą obawą jest możliwość występowania uciążliwego zapachu związanego z dostawą lub składowaniem substratów. W odpowiednio prosperujących instalacjach magazynowanie substratów nie jest praktykowane. Zaleca się, aby transport z materiałami zasilającymi biogazownię od razu trafiał do komory fermentacyjnej. Pozwoli to ograniczyć emisję nieprzyjemnych zapachów praktycznie do minimum. Należy przy tym podkreślić, że wydzielanie się nieprzyjemnych zapachów ma związek z procesami intensywnego rozkładu substratów, które powodują drastyczny spadek ich wydajności energetycznej. W związku z tym w interesie każdego właściciela biogazowni powinny leżeć działania zmierzające do minimalizacji możliwości niekontrolowanego rozkładu substratów poza instalacją biogazową. Liczne kontrowersje budzi również pozostałość po produkcji biogazu, czyli poferment – o jego powstawaniu i wpływie na środowisko napisano w dalszej części artykułu.

Geneza oporów społecznych wobec sektora biogazu

Choć protesty społeczne w Polsce nasiliły się w ostatnich kilkunastu latach, to jednak sektor biogazu, wskutek niefrasobliwości, a nawet bezmyślności niektórych inwestorów, zapracował na złą opinię biogazowni jako instalacji, które wydzielają odory. Jest to zdumiewające o tyle, iż dobrze pracujące biogazownie likwidują uciążliwość zapachową odchodów zwierzęcych oraz różnego rodzaju odpadów organicznych, produkując w efekcie (poza biogazem) poferment mający zapach podobny do wilgotnej ziemi organicznej. Tymczasem właśnie nieodpowiednio prowadzony proces technologiczny i przepompowywanie pofermentu o nieodpowiednich parametrach w celu składowania w otwartej lagunie biogazowni w Liszkowie były przyczyną protestów społecznych w początkach II dekady XXI wieku. Biogazownia, otwarta jesienią 2009 roku – z zaproszonymi licznymi przedstawicielami mediów – w krótkim czasie zaczęła być bardzo uciążliwa dla okolicznych mieszkańców wskutek emisji odorów z nieprzykrytej laguny. Protesty mieszkańców przyciągnęły przedstawicieli mediów, którzy rozpowszechnili przekaz, że „biogazownia śmierdzi” (w przypadku biogazowni w Liszkowie wyszukiwarka google.com pokazuje ponad 6000 wyników). Niestety, przy okazji media nie zainteresowały się w odpowiedni sposób dziesiątkami biogazowni w Polsce (i tysiącami w Europie), których działalność dla lokalnej społeczności była bardzo korzystna, bo likwidowała uciążliwość odorowe związane z rolniczym zagospodarowaniem odchodów zwierzęcych i bioodpadów. W Niemczech jedną z głównych przyczyn początkowego rozwoju biogazowni były konflikty społeczne w latach 70. i 80. między rolnikami a mieszkańcami miast, którzy

przenosili się (czasowo lub na stałe) na tereny wiejskie i którym przeszkadzały odory związane z rozlewem gnojowicy na polach. Biogazownie budowano więc w celu dezodoryzacji gnojowicy (rzadziej obornika), a dopiero później zwrócono uwagę na ich energetyczny potencjał.

Konfliktogenne sytuacje związane z eksploatacją biogazowni zdarzają się również obecnie. Uciążliwość odorowa w czasie pracy biogazowni najczęściej ma bezpośredni związek z brakiem odpowiedniej wiedzy, zwłaszcza w zakresie opieki biotechnologicznej nad instalacjami. Często powoduje to nielogiczne decyzje właścicieli, związane np. z oszczędnościami wynoszącymi około 50–90 tysięcy złotych netto rocznie na opiekę biotechnologiczną. Może to jednak doprowadzić do strat wynoszących kilka milionów złotych rocznie z tytułu nieumiejętnego zarządzania procesem fermentacji metanowej, a w konsekwencji mniejszej niż to być powinno ilości wyprodukowanego biogazu i energii, a także wzbudzenia wrogości okolicznych mieszkańców wskutek emisji gazów złoonych.

Przykłady dobrych praktyk

W przypadku, gdy wielkość planowanej biogazowni/biometanowni wymaga przeprowadzenia konsultacji społecznych, bardzo ważnym działaniem przedinwestycyjnym jest informowanie społeczności lokalnej o korzyściach z planowanej inwestycji dla mieszkańców gminy. Chodzi tu o takie korzyści jak:

- sprzedaż taniego ciepła z kogeneracji okolicznym mieszkańcom (w przypadku biogazowni produkujących energię elektryczną),
- możliwość rozwoju lokalnych sieci gazowych w gminie (w przypadku biometanowni),
- redukcja uciążliwości odorowych wskutek przetwarzania odchodów zwierzęcych lub bioodpadów produkowanych lokalnie,
- dodatkowe miejsca pracy w biogazowni i firmach ją obsługujących (serwis techniczny, logistyczny, księgowy itp.),
- dodatkowe podatki dla gminy.

Dobrym przykładem może być zorganizowanie wycieczki dla protestujących przedstawicieli społeczności lokalnej do dobrze funkcjonujących biogazowni i umożliwienie wizytującym rozmów z tamtejszymi mieszkańcami. Do kanonu dobrych przykładów przeszła wizyta mieszkańców jednej z lubuskich wsi, protestujących przeciwko planom budowy małej (499 kW) biogazowni, mającej przerabiać odchody krowie i kisonkę z kukurydzy. W trakcie wizyty w Sieńsku (gmina Gubin) protestujący mieli okazję obejrzeć podobnej wielkości biogazownię (400 kW mocy elektrycznej), przerabiającej odchody od 100 krów mlecznych, uzupełnione kisonką kukurydzianą. Podczas wizyty odbyli rozmowę z panią sołtys, która podkreśliła, że po uruchomieniu biogazowni w 2016 roku zakończyły się występujące 2–3 razy w roku uciążliwości odorowe związane z rozrzuconym po polach obornikiem od krów. Podkreśliła także, że mieszkańcy wsi korzystają z taniego ciepła i ciepłej wody (abonament 50 zł miesięcznie na dom), co powoduje, że Sieńsk jest jedną z najbardziej ekologicznych wsi w Polsce, nie opłaca się bowiem korzystać z pieców i palić węglem czy odpadami. Podczas powrotu do rodzinnej wsi „protestujący” mieszkańcy wyrazili opinię, że skłonni byłiby zgodzić się na budowę bioga-

zowni, jeśli wieś dostanie tanie ciepło. Inwestor odpowiedział jednak, że biogazownia o mocy 500 kW nie ogrzeje całej wsi, lecz tylko około połowy. Jeszcze przed powrotem dostał od mieszkańców zielone światło na budowę biogazowni o mocy 1 MW, aby cała wieś mogła korzystać z taniego i ekologicznego ciepła.

Bardzo ważne jest więc, aby inwestor, przygotowując inwestycję, współpracował blisko zarówno z władzami lokalnymi, jak i ze społecznością lokalną, prowadząc zwłaszcza akcje uświadamiające. Natłok nieprawdziwych i alarmistycznych informacji w internecie, dotyczących biogazowni, jest tak ogromny, że planowane inwestycje mogą budzić niepokój niedoinformowanych mieszkańców. Niektórym biogazownie kojarzą się ze zbiornikami gazowymi, z których ulatnia się trujący gaz, a innym z gro-

żącymi wybuchem instalacjami, które mogą skazić okolicę na dziesiątki czy setki lat, podobnie jak po wybuchu w Czarnobylu (są to słowa pochodzące z konsultacji społecznych), co oczywiście nie ma najmniejszego związku z instalacjami biogazowymi, ale jest świadectwem tego, że należy edukować społeczność lokalną, a także wprowadzić elementy wyjaśniające zasady pracy takich instalacji do szkół. Nie ma bowiem lepszej metody utylizacji bioodpadów (zwłaszcza tak zwanych mokrych) niż wykorzystanie ich na potrzeby energetyczne w biogazowniach/biometanowniach.

Mgr inż. Patrycja Pochwatka, Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie, Katedra Inżynierii Środowiska i Geodezji
Prof. UPP dr hab. inż. Wojciech Czekala, Katedra Inżynierii Biosystemów

Możliwości i bariery prawne wykorzystania biogazu rolniczego i biometanu na potrzeby realizacji przez Polskę celów OZE

Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński

Biogaz rolniczy i biometan obecnie postrzegane są jako paliwa gazowe mające duży potencjał do zastosowania w gazownictwie i pozwalające na osiągnięcie wielu korzyści zarówno środowiskowych, jak i gospodarczych. Technologia wytwarzania biogazu rolniczego pozwala bowiem na osiągnięcie znacznej redukcji emisji metanu w całym cyklu w porównaniu z emisją generowaną przy wykorzystaniu gazu ziemnego.

Unia Europejska i państwa członkowskie są na drodze do usankcjonowania prawnego obowiązku zintensyfikowania i przyspieszenia redukcji emisji gazów cieplarnianych (*Greenhouse Gases* – GHG), co wymusi na państwach członkowskich poszukiwanie nowych nośników energii, w tym nowych rodzajów paliw gazowych umożliwiających realizację tych redukcji. Zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem kluczowa dla osiągnięcia celów klimatycznych na lata 2030 i 2050 będzie redukcja emisji w sektorze energetycznym, ponieważ ponad 75% emisji gazów cieplarnianych w UE pochodzi z produkcji i wykorzystania energii. W ramach tego procesu zakłada się zbudowanie bezemisyjnego rynku gazu i rozwiązanie problemu emisji metanu, który obok dwutlenku węgla jest drugim pod względem wielkości emisji gazem cieplarnianym. W tym kontekście Komisja Europejska (KE) zapowiedziała również przegląd przepisów rozporządzenia nr 347/2013 (TEN-E), określających projekty infrastrukturalne mogące uzyskać status projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI) w celu

zapewnienia ich spójności z celem neutralności klimatycznej. KE wskazuje także na konieczność podjęcia działań obniżających emisyjność sektora gazowego m.in. poprzez rozwój działalności wytwórczej w zakresie gazów odnawialnych w celu stopniowego zastępowania nimi gazu ziemnego.

W tym kontekście biogaz rolniczy i biometan są obecnie postrzegane jako paliwa gazowe mające duży potencjał do zastosowania w gazownictwie i pozwalające na osiągnięcie wielu korzyści środowiskowych i gospodarczych. Technologia wytwarzania biogazu rolniczego pozwala bowiem na osiągnięcie znacznej redukcji emisji metanu w całym cyklu w porównaniu z emisją generowaną przy wykorzystaniu gazu ziemnego. Oprócz tego dzięki dostępności substratów rolniczych na terenie Polski produkcja biogazu rolniczego i biometanu może wzmocnić naszą niezależność od importu paliw gazowych, a jednocześnie służyć aktywizacji gospodarczej i wyrównaniu szans rozwojowych obszarów rolniczych w poszczególnych regionach kraju.

Do bezpośrednich czynników wpływających na zainteresowanie uczestników polskiego sektora paliwowo-energetycznego rozwojem biogazowni i biometanem należą między innymi zmiany, jakie nastąpiły w ostatnich kilku latach na rynku paliw ciekłych, a zwłaszcza coraz bardziej ograniczone możliwości realizacji rosnących z roku na rok wymiarów Narodowego Celu Wskaźnikowego – NCW).

Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie szerokiego otoczenia prawnego rozwoju biogazu rolniczego i biometanu, szczególnie w kontekście możliwości wprowadzania tych paliw do sieci gazowych oraz wykorzystania ich w sektorze transportu.

Biogaz rolniczy i biometan w dyrektywach unijnych promujących stosowanie OZE

Od czasu Protokołu z Kioto jednym z najważniejszych środków służących do realizacji zobowiązań w zakresie redukcji GHG (obok oszczędności zużycia energii i efektywności energetycznej) jest promowanie ograniczania zastosowania paliw kopalnych na rzecz wykorzystania energii z OZE, w tym wykorzystania niskoemisyjnych paliw gazowych, takich jak biogaz rolniczy czy biometan. W perspektywie ostatniej dekady kluczowe znaczenie w tym obszarze miały postanowienia dyrektywy 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł (...) (dyrektywa RED I), określające cele w zakresie wykorzystania energii z OZE, wymagane do osiągnięcia przez UE i państwa członkowskie do 2020 roku, oraz przepisy dyrektywy 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II), określające poziom wykorzystania energii z OZE, wymagany do osiągnięcia do 2030 roku.

Dyrektywa RED I określiła cel unijny OZE na 2020 rok, obejmujący osiągnięcie w całej Unii Europejskiej udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto na poziomie 20%. Krajowy cel OZE, określony dla Polski na 2020 rok, wynosi 15% (załącznik I część A do dyrektywy RED I). W sektorze transportu cel krajowy OZE na 2020 rok dla każdego państwa członkowskiego zakłada udział OZE we wszystkich rodzajach transportu na poziomie 10% końcowego zużycia energii w transporcie.

W 2015 roku w art. 3 ust. 4 dyrektywy RED I dodano przepis, zgodnie z którym na potrzeby obliczenia udziału OZE w transporcie udział energii z biopaliw wyprodukowanych z roślin zbożowych i innych roślin wysokoskrobiowych, roślin cukrowych i oleistych oraz roślin uprawianych przede wszystkim do celów energetycznych na użytkach rolnych jako uprawy główne (biopaliwa I generacji) nie może przekraczać w państwach członkowskich 7% końcowego zużycia energii w sektorze transportu w 2020 roku. Ponadto, wprowadzono przepis (art. 3 ust. 4 lit. f), zgodnie z którym biopaliwa wyprodukowane z surowców nie nadających się do spożycia i wymienionych w załączniku IX do dyrektywy RED I (w tym biopaliwa II generacji, wytwarzane z przetwarzania biomasy niejadalnej, m.in. tłuszcze zwierzęce 1. i 2. kategorii, zużyty olej kuchenny, frakcje biomasy odpadów z przemysłu, w tym przemysłu rolno-spożywczego) są uznawane za dwukrotność ich wartości energetycznej do celu zgodności z celem OZE w transporcie.

Przy realizacji celów OZE nie są uwzględniane biopaliwa, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju (KZR) do-

tyczących ograniczenia GHG, wyłączenia surowców z terenów o szczególnym znaczeniu z punktu widzenia ochrony środowiska, wyłączenia surowców uzyskanych z terenów zasobnych w pierwiastek węgla i torfowisk, oraz w zakresie zgodności z normami ochrony środowiska i prawidłowej gospodarki rolnej. Należy zwrócić uwagę zwłaszcza na art. 17 ust. 2 dyrektywy RED I, zgodnie z którym:

- 1) ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, wynikające z wykorzystania biopaliw i biopłynów, uwzględnionych do celów OZE, wynosi co najmniej 60% w przypadku biopaliw i biopłynów wyprodukowanych w instalacjach, które rozpoczęły działalność po 5 października 2015 roku,
- 2) w przypadku instalacji, które działały 5 października 2015 roku lub przed tą datą, biopaliwa zapewniają ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 35% do 31 grudnia 2017 roku i o co najmniej 50% od 1 stycznia 2018 roku.

Mimo że dyrektywa RED I traktuje energię z biomasy oraz z gazu pochodzącego ze źródeł biologicznych (biogaz) za energię z OZE, to jednak prawodawca unijny określił w jej przepisach głównie zasady wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE oraz wykorzystania biopaliw w transporcie, natomiast zdecydowanie mniej uwagi poświęcił uregulowaniu kwestii wykorzystania gazów odnawialnych przeznaczonych do wykorzystania w ramach systemów gazowych. Potwierdza to m.in. pkt 12 preambuły dyrektywy RED I, zgodnie z którym wykorzystanie surowców rolnych, takich jak nawóz pochodzenia zwierzęcego czy mokry obornik oraz innych odpadów zwierzęcych i organicznych do wytwarzania biogazu dzięki wysokiemu potencjałowi oszczędności w emisji gazów cieplarnianych daje znaczne korzyści dla środowiska zarówno przy wytwarzaniu energii ciepła i elektrycznej, jak i stosowaniu jako biopaliwo. Instalacje na biogaz dzięki zdecentralizowanemu charakterowi i regionalnej strukturze inwestycyjnej mogą wnieść znaczący wkład w zrównoważony rozwój obszarów wiejskich i stwarzać nowe perspektywy zarobku dla rolników. Stan powyższy uległ zmianie w **dyrektywie RED II**, w ramach której m.in. potwierdzono obecne cele krajowe OZE do 2020 roku dla poszczególnych państw oraz:

- 1) określono wiążący cel unijny, zgodnie z którym do 2030 roku zużywana energia końcowa w UE powinna być pozyskiwana co najmniej w 32% z OZE, i zamieszczono klauzulę pozwalającą na zwiększenie tego celu do 2023 roku,
- 2) zdefiniowano „biogaz”, który oznacza paliwa gazowe wyprodukowane z biomasy oraz „paliwa z biomasy” oznaczające paliwa gazowe i stałe wyprodukowane z biomasy,
- 3) w sektorze transportu wyznaczono cel OZE w wysokości 14% do 2030 roku, przy czym:
 - a) udział zaawansowanych biopaliw i biogazu wynosi 3,5% (0,2% w 2022 roku, 1% do 2025 roku) – art. 25 dyrektywy RED II (załącznik nr IX do dyrektywy RED II określa przy tym surowce do produkcji biogazu dla transportu i zaawansowanych biopaliw, których wkład w wyżej wymienione udziały minimalne może być uznany za równoważny dwukrotności ich wartości energetycznej),
 - b) podobnie jak w przypadku dyrektywy RED I ograniczono udział biopaliw pierwszej generacji (produkowanych z roślin spożywczych i pastewnych) w transporcie drogowym i kolejowym – maksymalnie może to być 7% końcowego

zużycia energii w sektorach transportu drogowego i kolejowego w państwie członkowskim,

- 4) potwierdzono zasadę, w myśl której energię z biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy uwzględnia się do celów OZE tylko wówczas, gdy spełniają one kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR) oraz kryteria ograniczania emisji gazów cieplarnianych,
- 5) na państwa członkowskie nałożono obowiązek zapewnienia, że ich właściwe organy na szczeblu krajowym, regionalnym i lokalnym będą stosowały przepisy dotyczące włączania i rozwoju energii odnawialnej, w tym wczesnego planowania przestrzennego, projektowania, budowy i remontów m.in. infrastruktury energetycznej, w tym sieci elektroenergetycznej, systemów ciepłowniczych i chłodniczych, sieci przesyłowych gazu ziemnego i sieci paliw alternatywnych (art. 15),
- 6) rozszerzono możliwość uzyskania gwarancji pochodzenia (służących do wykazania odbiorcy końcowemu, że określona część lub ilość energii została wyprodukowana z OZE) na gaz ze źródeł odnawialnych (art. 19) – zgodnie z pkt. 59 preambuły państwa członkowskie powinny mieć możliwość rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia na gaz z OZE, co stanowiłoby spójny sposób udowodnienia odbiorcom końcowym pochodzenia odnawialnego gazu, takiego jak biometan, i ułatwiłoby rozwój handlu transgranicznego takim gazem,
- 7) postanowiono (w art. 20), że w odpowiednich przypadkach państwa członkowskie:
 - a) oceniają konieczność rozszerzenia istniejącej infrastruktury sieci gazowniczej, aby ułatwić integrację gazu ze źródeł odnawialnych (biometan),
 - b) nakładają na operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych na swoim terytorium obowiązek publikowania przepisów technicznych, zgodnie z art. 8 dyrektywy gazowej (2009/73/WE), szczególnie w odniesieniu do zasad przyłączania do sieci, które obejmują wymagania dotyczące jakości, nawianiania i ciśnienia gazu z OZE,
 - c) nakładają na operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych obowiązek publikacji taryf przyłączeniowych za przyłączenie gazu z odnawialnych źródeł na podstawie obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriów.

Obok dyrektyw RED I i RED II istotne znaczenie z punktu widzenia rozwoju biometanu ma również **dyrektywa 98/70/WE** w sprawie jakości benzyny i olejów napędowych¹, ze zmianami wprowadzonymi do jej treści na podstawie dyrektywy 2009/30/WE z 23 kwietnia 2009 roku² oraz wspomnianej już dyrektywy ILUC. Zgodnie z art. 7a dyrektywy 98/70/WE, państwa członkowskie wymagają od dostawców stopniowego zmniejszenia do 31 grudnia 2020 roku emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia w przeliczeniu na jednostkę energii uzyskanej z paliw i energii dostarczonej, nawet o 10% w stosunku do podstawowej normy dla paliw, określonej w załączniku II do dyrektywy Rady UE 2015/652.

Zgodnie z powołanymi przepisami dyrektyw unijnych prawodawca europejski przyjął szerokie spektrum przepisów określających obowiązki i możliwości państw członkowskich, dotyczące wspierania rozwoju rynku biogazu i biometanu, wytwarzanych w celu ich wprowadzenia do sieci gazowych oraz w celu wy-

korzystania ich w transporcie. Należy przy tym zauważyć, że w ramach toczących się konsultacji i prac legislacyjnych Komisja Europejska dokonuje przeglądu regulacji sektorowych, w tym m.in. dyrektywy RED II, pod kątem zasadności wprowadzenia do niej dalszych zmian służących wdrożeniu założeń Europejskiego Zielonego Ładu.

Instrumenty prawne wspierające rozwój biogazu rolniczego i biometanu wprowadzanych do systemów gazowych w ustawie o OZE oraz identyfikacja barier prawnych

Podstawowym aktem prawnym regulującym system wsparcia wytwarzania biogazu rolniczego w instalacjach OZE jest ustawa z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2020 roku, poz. 261 z późn. zm. – dalej ustawa o OZE), przy czym poniżej przedstawiono przede wszystkim przepisy wspierające wytwarzanie biogazu rolniczego w celu jego wprowadzenia do sieci gazowych.

Biogaz rolniczy w ustawie o OZE został zdefiniowany jako gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej albo biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących ze składowisk odpadów, a także oczyszczalni ścieków, w tym zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których nie jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków (art. 2 pkt 2 ustawy o OZE).

Według definicji przyjętej w ustawie o OZE, za instalacje OZE należy uznać zarówno biogazownie wytwarzające energię elektryczną z wyprodukowanego biogazu rolniczego (w tym w skojarzeniu z ciepłem), jak i biogazownie, które ograniczają zakres działalności do produkcji biogazu rolniczego wprowadzanego następnie do sieci gazowej. W odniesieniu do tych ostatnich ustawa o OZE przewiduje system wsparcia w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (tzw. brązowych certyfikatów). Wytwórcy biogazu rolniczego w instalacji OZE (biogazowni) przysługuje **świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, potwierdzające jego wytworzenie oraz wprowadzenie do sieci dystrybucyjnej gazowej** (art. 48 ust. 1 ustawy o OZE).

Głównym elementem systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia jest nałożenie w art. 52 ust. 1 ustawy o OZE na określone kategorie podmiotów (przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorców końcowych, odbiorców przemysłowych oraz towarowe domy maklerskie lub domy) obowiązku uzyskania i przedstawienia prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej (o których mowa w art. 44 ustawy o OZE) lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (o których mowa w art. 48 ustawy o OZE) lub uiszczenia opłaty zastępczej (o której mowa w art. 56 ustawy o OZE) w terminie do 30 czerwca każdego roku za poprzedni rok kalendarzowy. System wsparcia w postaci brązowych certyfikatów obejmuje przyznanie wytwórcom biogazu rolniczego uprawnień do uzyskiwania świadectw pochodzenia biogazu rolniczego przez kolejne 15 lat, licząc od dnia wytworzenia po raz pierwszy biogazu rolniczego, potwierdzonego świadectwem jego pochodzenia,

nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2035 roku (art. 48 ust. 3 ustawy o OZE). Wykorzystanie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego do wykonania ww. obowiązku wymaga przeliczenia ilości biogazu objętej tym świadectwem na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej.

Wytwórca składa wniosek o wydanie świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego do prezesa URE za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego (OSDg). Wniosek zawiera m.in. numer wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego, wskazanie ilości biogazu rolniczego, wytworzonej w instalacji OZE, na którą ma zostać wydane świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego oraz dane dotyczące ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, obliczonej w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 62 ustawy o OZE i odpowiadającej ilości biogazu rolniczego wytworzonego w instalacji, która ma zostać objęta świadectwem pochodzenia biogazu rolniczego. Wymieniona powyżej delegacja ustawowa obecnie jest niewykonana, co w praktyce uniemożliwia uzyskanie brązowego certyfikatu.

Obecnie uprawnienia wynikające ze świadectw pochodzenia biogazu rolniczego uregulowanych w ustawie o OZE są dopuszczone do obrotu na rynku praw majątkowych (RPM), działającym w ramach rynku towarów giełdowych (RTG), który ogranicza się do rynku kontraktów spotowych (dnia bieżącego i następnego). Jak wynika z informacji publikowanych przez TGE, z uwagi na brak jakichkolwiek transakcji sesyjnych dotyczących brązowych certyfikatów, od lipca 2016 roku, nie były publikowane średnie miesięczne i średnie roczne ceny praw majątkowych z tych certyfikatów. W związku z tym nie są również publikowane bieżące kursy brązowych certyfikatów.

Na mocy art. 118 ustawy o OZE OSDg w obszarze swojego działania odbiera biogaz lub biogaz rolniczy spełniający parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy „Prawo energetyczne”, wytworzony w instalacji OZE przyłączonej bezpośrednio do sieci tego operatora. Ani ustawa o OZE, ani przepisy prawa energetycznego nie nakładają na OSDg czy na inne podmioty (tzw. zobowiązani dostawcy) obowiązków w zakresie zakupu biogazu lub biogazu rolniczego wytworzonego w biogazowni i wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej gazowej ani nie określają szczególnych zasad rozliczeń pomiędzy wytwórcą, OSDg i takimi podmiotami (analogicznie jak na przykład w przypadku wprowadzania do sieci elektroenergetycznej energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE na gruncie przepisów ustawy o OZE). Należy zatem przyjąć, że obowiązek, o którym mowa w art. 118 ustawy o OZE – z uwagi na brak szczególnych uregulowań prawnych, o których mowa powyżej – powinien zostać zrealizowany tylko w przypadku zawarcia przez OSDg z wytwórcą biogazu lub biogazu rolniczego albo z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się obrotem paliwami gazowymi umowy dystrybucyjnej, która stanowiłaby wymaganą prawem podstawę kontraktową wprowadzania tych paliw gazowych do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z ogólnymi zasadami ustanowionymi w przepisach ustawy „Prawo energetyczne”.

Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy „Prawo energetyczne”, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia

umowy o przyłączenie do sieci najpierw z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci instalacji OZE, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Przepisy rozporządzenia systemowego dotyczącego sektora gazowego zawierają przepisy szczególne odnoszące się do poszczególnych rodzajów paliw gazowych (E, LS czy LW) oraz instalacji, co uzasadnia przyjęcie, że intencją prawodawcy było uwzględnienie w treści rozporządzenia systemowego specyfiki poszczególnych rodzajów paliw gazowych i instalacji przyłączanych do sieci gazowych. Niestety, powołane przepisy RS nie zawierają norm określających parametry jakościowe biogazu rolniczego (biometanu) czy wymagania techniczne odnoszące się do przyłączania biogazowni.

Zgodnie z art. 120 ustawy o OZE, gwarancja pochodzenia jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji GHG oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z OZE. Uwzględniając ww. przepis, należy stwierdzić, że w obecnym stanie prawnym gwarancje pochodzenia służą wyłącznie do potwierdzenia wytworzenia energii elektrycznej z OZE. W konsekwencji należy przyjąć, że gwarancje pochodzenia, uregulowane w ustawie o OZE, nie mogą zostać wykorzystane do udokumentowania wytworzenia biogazu rolniczego, mimo że przepisy dyrektywy RED II przewidują taką możliwość.

Z analizy przytoczonych przepisów wynika, że na skutek luk prawnych (np. braku przepisów określających warunki techniczne przyłączenia biogazowni/biometanowni do sieci gazowej oraz określających sposób wyliczenia ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej) przyjęty w ustawie o OZE system wsparcia wytwarzania biogazu rolniczego w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego w praktyce nie funkcjonuje.

W kontekście unijnych planów dotyczących ograniczenia emisji CH₄ w sektorze wydobywania i transportu gazu ziemnego oraz transformacji sektora gazowniczego w kierunku stopniowego zastępowania gazu ziemnego gazami odnawialnymi oraz roli, jaką w tym procesie może odegrać biometan, konieczne jest zatem pilne stworzenie ram legislacyjnych dla rozwoju rynku biometanu oraz wdrożenie nowego i efektywnego systemu wsparcia dla biometanu, obejmującego elementy zbliżone do systemu wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE (aukcje/systemy FIT i FIP).

Instrumenty prawne wspierające wykorzystanie biogazu rolniczego i biometanu na rynku biopaliw i biokomponentów wykorzystywanych w transporcie

Przytoczone na początku artykułu przepisy dyrektyw RED I, RED II i dyrektywy 90/70, dotyczące osiągnięcia celów OZE poprzez zapewnienie odpowiedniego udziału biopaliw i biokomponentów w paliwach wykorzystywanych w transporcie oraz ograniczenia emisji GHG w transporcie, zostały implementowane w polskim porządku prawnym w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (ustawa o biokomponentach)³ oraz w ustawie o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (ustawa o monitorowaniu jakości paliw)⁴, przy czym głównymi instrumentami realizacji powyższych celów są przewidziane

w tych ustawach obowiązki w zakresie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) oraz w zakresie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego (NCR).

Narodowy Cel Wskaźnikowy oznacza minimalny udział innych paliw odnawialnych i biokomponentów zawartych w paliwach stosowanych we wszystkich rodzajach transportu w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużywanych w danym roku kalendarzowym w transporcie drogowym i kolejowym, liczony według wartości opałowej (art. 2 pkt 24 ustawy o biokomponentach). Z kolei **Narodowy Cel Redukcyjny** oznacza minimalną wartość ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw ciekłych, biopaliw ciekłych, gazu skroplonego (LPG), sprężonego gazu ziemnego (CNG), skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub oleju do silników statków żeglugi śródlądowej stosowanych w transporcie oraz energii elektrycznej stosowanej w pojazdach samochodowych w przeliczeniu na jednostkę energii (art. 2 ust. 1 pkt 28 ustawy o systemie monitorowania jakości paliw).

Adresatem obowiązku realizacji NCW jest każdy podmiot, w tym mający siedzibę lub miejsce zamieszkania poza terytorium RP, wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, który sprzedaje lub zbywa je w innej formie na terytorium RP lub zużywa na potrzeby własne na tym terytorium. Wysokość NCW określono w treści ustawy o biokomponentach (ze zm.) na poziomie: 8,50% na 2020 rok, 8,70% na 2021 rok, 8,80% na 2022 rok, 8,90% na 2023 rok i 9,10% na 2024 rok.

Zgodnie z oceną rządu, przedstawioną w uzasadnieniu projektu nowelizacji ustawy o biokomponentach z 2019 roku, dotychczas dominującą rolę w realizacji NCW w Polsce odgrywały dwa rodzaje biokomponentów, tj. estry metylowe (dodawane do oleju napędowego lub występujące w postaci samoistnej) oraz bioetanol (dodawany do benzyn silnikowych). Stosowanie tych biokomponentów do realizacji NCW charakteryzuje się jednak technicznymi barierami. Normy techniczne dotyczące paliw ciekłych, określane jako tzw. *blending wall*, ograniczają bowiem możliwość stosowania tych biokomponentów i powodują, że poziom NCW osiągnięty przy ich wykorzystaniu nie przekracza 6%. Ponieważ wymiar obowiązku realizacji NCW osiągnął już poziom znacznie wyższy niż *blending wall*, zaistniała konieczność poszukiwania sposobów realizacji NCW przy wykorzystaniu nowych biokomponentów, takich jak m.in. skroplony biometan.

W tym kontekście jedną z najważniejszych zmian zawartych w nowelizacji ustawy o biokomponentach z 19 lipca 2019 roku było wprowadzenie do art. 23 tej ustawy przepisów, które umożliwiają wykorzystanie do realizacji NCW od 2020 roku m.in. biowodoru zawartego w paliwach ciekłych, przy produkcji których podmiot realizujący NCW wykorzystał biometan powstały z oczyszczonego biogazu. Zgodnie z uzasadnieniem projektu analizowanej nowelizacji, zapotrzebowanie na biometan wykorzystywany do produkcji biowodoru może sięgnąć w kolejnych latach około 700 mln m³. W uzasadnieniu projektu nowelizacji oszacowano, że rozwój modelu opartego na realizacji NCW za pomocą biometanu wygeneruje istotny impuls do rozwoju sektora biogazu, umożliwiając budowę i stabilne funkcjonowanie co najmniej 200 biogazowni. W tym kontekście należy zauważyć, że – zgodnie z danymi opublikowanymi przez Lotos S.A.

– w Grupie Kapitałowej Lotos prowadzone są prace nad wdrożeniem biowodoru pozyskiwanego z biometanu jako instrumentu realizacji NCW i elementu produkcji tradycyjnych paliw silnikowych. Możliwe zapotrzebowanie Grupy Lotos na biometan szacuje się na poziomie do 200 mln m³.

Rozwój segmentu produkcji biowodoru z biometanu wymaga zapewnienia możliwości wprowadzania biometanu do sieci gazowej i przetransportowania go do instalacji rafineryjnych, w których zostanie z niego wytworzony biowodór, który następnie będzie wykorzystany jako biokomponent w procesie wytwarzania paliw ciekłych. W konsekwencji należy przyjąć, że niezbędne jest sygnalizowane we wcześniejszej części artykułu wdrożenie odpowiednich rozwiązań legislacyjnych, w tym uzupełnienie gazowego rozporządzenia systemowego o określenie parametrów jakościowych i warunków technicznych przyłączenia biogazowni.



* * *

Przyszłość rozwoju rynku biometanu powiązana jest bezpośrednio z zapotrzebowaniem, które komunikują największe koncerny paliwowo-energetyczne. W naszej ocenie, taka sytuacja przesądza o tym, że popyt na biometan w znaczących wolumenach jest w zasadzie zagwarantowany. Konieczne jest więc skoncentrowanie działań administracji rządowej i samorządowej na jak najszybszym zbudowaniu przyjaznego otoczenia regulacyjnego dla tego rynku, w tym poprzez stworzenie stabilnego i efektywnego systemu wsparcia dla biometanu.

Biorąc przy tym pod uwagę skalę wyzwań legislacyjnych, a także zaplanowane przez Komisję Europejską przeprowadzenie do połowy 2021 roku rewizji kluczowych dla energetyki i gazownictwa regulacji sektorowych pod kątem ich kompatybilności z celami Europejskiego Zielonego Ładu oraz zapewnienia między innymi dalszego rozwoju gazów odnawialnych, należy przyjąć, że przygotowanie w nadchodzących miesiącach spójnego pakietu regulacji wspomagających rozwój sektora biometanowego i biogazowego dla polskiego ustawodawcy powinien być priorytetem.

Przywołane w niniejszym artykule tezy i ustalenia można skonkludować następująco:

1) biorąc pod uwagę toczący się obecnie w Unii Europejskiej proces legislacyjny mający na celu przyjęcie aktów prawnych

realizujących cele Europejskiego Zielonego Ładu, należy przyjąć, że niebawem dojdzie do prawnego usankcjonowania obowiązku państw członkowskich UE zintensyfikowania i przyspieszenia redukcji emisji gazów cieplarnianych, w tym metanu, co będzie prowadzić do stopniowego ograniczania roli gazu ziemnego i stanie się istotnym impulsem dla szerokiego zastosowania w sektorze gazowym odnawialnych paliw gazowych takich jak biometan. Biometan pozwala bowiem nie tylko uniknąć emisji metanu związanych z sektorem wydobycia gazu ziemnego, ale także istotnie ograniczyć emisje tego gazu z bioodpadów, dzięki czemu w przypadku biometanu możemy mówić o ujemnych emisjach metanu. Ponadto, w miarę zwiększania udziału biometanu (produkowanego w kraju) w paliwach gazowych transportowanych systemami gazowymi oraz w paliwach stosowanych w sektorze transportu wzrastać będzie również bezpieczeństwo energetyczne Polski, które w coraz mniejszym stopniu będzie uzależnione od importu surowców energetycznych,

- 2) do bezpośrednich czynników wpływających na dające się obecnie zaobserwować zainteresowanie uczestników polskiego sektora paliwowo-energetycznego rozwojem biogazowni i biometanem należą m.in. zmiany, które nastąpiły w ostatnich kilku latach na rynku paliw ciekłych, w tym:
 - a) ograniczone i uwarunkowane technicznie możliwości realizacji rosnących corocznie wymiarów Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) poprzez wykorzystanie biokomponentów w postaci estrów metylowych oraz bioetanolu, co wymusza na przedsiębiorstwach realizujących NCW zastosowanie innych biokomponentów oraz
 - b) zmiany w zakresie sposobów realizacji NCW, wprowadzone w nowelizacji ustawy o biokomponentach z 19 lipca 2019 roku (Dz.U., poz. 1527), dopuszczające zaliczenie do NCW nowych biokomponentów między innymi w postaci biowodoru wytworzonego z biometanu,
 - c) zapotrzebowanie wytwórców paliw ciekłych na biowodór wytwarzany z biometanu w celu wykonania NCW może stanowić istotny czynnik stymulujący rozwój produkcji biometanu przeznaczonego do załączania do sieci gazowej (a nie do produkcji energii elektrycznej),
- 3) uwzględniając analizowane w artykule przepisy ustawy o OZE, należy wskazać następujące luki i bariery prawne, które utrudniają rozwój sektora biogazu rolniczego (biometanu) przeznaczonego do wprowadzania do sieci gazowych:
 - a) brak przepisów na poziomie prawa unijnego i polskiego definiujących pojęcie biometanu, co powinno być punktem wyjścia dla regulacji prawnych stymulujących rozwój rynku biometanu,
 - b) brak przepisów wykonawczych określających parametry jakościowe oraz wymagania techniczne odnoszące się do przyłączania do sieci gazowych biogazowni produkujących biogaz rolniczy przeznaczony do wprowadzania do sieci gazowych, co prawdopodobnie jest jedną z głównych przyczyn braku przyłączeń biometanowni do gazowych sieci dystrybucyjnych,
 - c) system wsparcia w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, przyjęty w ustawie o OZE, w praktyce nie funkcjonuje, przy czym wśród przyczyn takiego stanu rzeczy należy wymienić luki w przepisach, w tym brak rozporządze-

nia ministra właściwego do spraw klimatu, określającego sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE, co w praktyce uniemożliwia uzyskanie i umorzenie świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego oraz blokuje wykształcenie się płynnego rynku praw majątkowych wynikających z brązowych certyfikatów,

- d) ustawa o OZE nie przewiduje kompleksowego systemu wsparcia dedykowanego dla działalności w zakresie wytwarzania biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnych, ponieważ świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego służą jedynie jako alternatywny sposób wypełnienia obowiązków uregulowanych w ramach systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z OZE, szczególnie ustawa o OZE nie nakłada na określone podmioty (tzw. zobowiązanych dostawców) obowiązków w zakresie zakupu biogazu rolniczego wytworzonego w biogazowni i wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej gazowej ani nie określa szczególnych zasad rozliczeń pomiędzy wytwórcą, OSDg i takimi podmiotami, analogicznie jak w przypadku wprowadzania do sieci elektroenergetycznej energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE w ramach systemu aukcyjnego, systemu taryf gwarantowanych (FIT) lub systemu dopłat do cen rynkowych (FIP),
- 4) ze względu na istotną rolę, jaką biometan może odegrać w procesie transformacji gazownictwa zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu, uzasadnione jest wprowadzenie do ustawy o OZE rozwiązań wspierających produkcję biometanu przeznaczonego do wprowadzania do sieci gazowych, analogicznych do tych, które zostały przewidziane dla energii elektrycznej z OZE (np. w ramach systemu aukcyjnego czy systemów FIT lub FIP).
- 5) celowe jest również wprowadzenie do ustawy o OZE przepisów umożliwiających uzyskanie gwarancji pochodzenia dla biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci gazowej oraz obrót nimi, ponieważ z punktu widzenia odbiorcy końcowego gwarancja pochodzenia może mieć istotne znaczenie gospodarcze.

Adam Wawrzynowicz, radca prawny, współnik zarządzający w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy
Tomasz Brzeziński, radca prawny, współnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy

¹ Dyrektywa 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 października 1998 roku, odnosząca się do jakości benzyny i olejów napędowych oraz zmieniająca dyrektywę Rady 93/12/EWG (Dz.U. UE. L. z 1998 roku, Nr 350, str. 58 z późn. zm.).

² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z 23 kwietnia 2009 roku, zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzającą mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniającą dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylająca dyrektywę 93/12/EWG (Dz.U. UE. L. z 2009 r., Nr 140, str. 88 z późn. zm.).

³ Ustawa z 25 sierpnia 2006 roku o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (t.j. Dz.U. z 2020 roku, poz. 1233).

⁴ Ustawa z 25 sierpnia 2006 roku o systemie monitorowania i kontroli jakości paliw (t.j. Dz.U. z 2019 roku, poz. 660 z późn. zm.).

Poferment z biogazowni jako nawóz rolniczy

Alina Kowalczyk-Juško, Aleksandra Misztal

Produktem ubocznym fermentacji metanowej jest poferment, masa, na którą składają się pozostałości po procesie rozkładu wykorzystanych początkowo substratów, oraz bakterie, które prowadziły proces.

Charakteryzuje się ona wysoką zawartością materii organicznej oraz cennych dla roślin związków mineralnych i nazywana jest pulpą, masą pofermentacyjną lub produktem pofermentacyjnym. Ilość pofermentu powstającego w biogazowni jest duża: najczęściej stanowi on około 75–80% masy substratów wprowadzanych do komór fermentacyjnych. Poferment znajduje zastosowanie w rolnictwie do nawożenia pól uprawnych i trwałych użytków zielonych.

Poferment jako nawóz

Nawozowe wykorzystanie pofermentu powinno być powszechne i przynosić dodatkowy dochód biogazowniom. Zasady stosowania pozostałości z procesu fermentacji są już dość dobrze rozpoznane i podlegają przepisom prawa zbliżonym do stosowania gnojowicy. Składniki pokarmowe zawarte w pofermencie są łatwiej dostępne dla roślin, a ponadto jego stosowanie powoduje:

- utrzymanie równowagi humusu w glebie,
- zniszczenie nasion chwastów i patogenów zawartych w odchodach zwierząt,
- wzrost zawartości $N-NH_4$, co sprawia, że warunki nawożenia pól uprawnych są bardziej korzystne w porównaniu np. z surową gnojowicą,
- redukcję odorów o ponad 80% w porównaniu ze stosowaniem gnojowicy surowej,
- zmniejszenie ryzyka zanieczyszczenia wód gruntowych i powierzchniowych (spadek NO_3 , NO_2 oraz czynników chorobotwórczych zawartych w odchodach zwierzęcych, takich jak bakterie z rodzaju *Salmonella*, bakterie *Escherichia coli*, tuberkulozy, wirusy pryszczycy).

Czynniki wpływające na właściwości pofermentu

Skład pofermentu zależy od wielu czynników, w tym przede wszystkim od rodzaju substratów stosowanych w biogazowni oraz warunków prowadzenia procesu.

Substraty zawierają związki organiczne: węglowodany, białka i tłuszcze w różnych proporcjach. W związku z tym także poferment będzie zawierał większą lub mniejszą ilość prostszych form tych związków, a także pierwiastków powstających podczas rozkładu. Charakter niektórych związków organicznych rzutuje na proces ich rozkładu, na przykład węglowoda-

ny długołańcuchowe (celuloza, lignoceluloza) rozkładają się znacznie wolniej niż cukry proste.

Czas przetrzymania substratów w komorze fermentacyjnej (HRT) warunkuje stopień rozkładu związków organicznych. W instalacjach o krótkim HRT poferment zawiera znaczne ilości materii organicznej i ma charakter nawozu organicznego, zaś przy długim HRT – organiczno-mineralnego;

Temperatura procesu – w połączeniu z HRT wpływa na głębokość rozkładu materii organicznej. Tu szczególnie wyraźna jest różnica między procesem mezofilnym a termofilnym; ten drugi pozwala na większy stopień rozkładu.

Mieszanie zawartości komory fermentacyjnej – właściwe mieszanie zawartości nie pozwala na tworzenie kożucha i zapobiega floutowaniu, dzięki czemu w pofermencie znajdują się substancje równomiernie rozłożone.

Rynek pofermentu

Wytwórcy biogazu rolniczego często dysponują znaczną powierzchnią pól uprawnych i rozdysponowują poferment we własnym zakresie. Jego nadmiar sprzedawany jest okolicznym rolnikom i sadownikom. Poferment, który uzyskał „certyfikat” MRiRW może być wprowadzany do obrotu jako nawóz lub środek wspomagający uprawę roślin i poprawiający jakość gleby. Wartość nawozowa pofermentu *de facto* jest

Porównanie składu chemicznego pofermentu z tradycyjnymi nawozami naturalnymi

Produkt	Sucha masa [%]	Zawartość [g/kg świeżej masy]		
		N	P ₂ O ₅	K ₂ O
Obornik	21–24	4,6–5,4 średnio 4,8	2,7–4,4 średnio 4,8	6,5–6,7 średnio 6,6
Gnojówka	3–5	1,2–3,5 średnio 2,0	0,1–0,2 średnio 0,2	2,8–8,0 średnio 4,8
Gnojowica	5–9,5	0,6–8,2 średnio 3,1	0,2–9,6 średnio 1,4	0,1–5,1 średnio 2,4
Poferment	4–7	3,0–5,0	1,0–1,5	3,5–5,5

Źródło: M. Szymańska, 2013, *Poferment z biogazowni nawozem dla rolnictwa*, SGGW, Warszawa.

S. Baran, J. Łąbętowicz, E. Krzywy, *Przyrodnicze wykorzystanie odpadów – podstawy teoretyczne i praktyczne*, PWRiL, Warszawa 2011.

duża, szczególnie w kontekście potrzeb wapnowania gleb (poferment ma odczyn zasadowy) i utrzymywania poziomu materii organicznej w gospodarstwach, które nie prowadzą chowu zwierząt. Ten cenny nawóz był przez rolników traktowany nieufnie, a biogazownie zbywały go wręcz po kosztach transportu i rozdysponowania na pola. Sytuacja ta ulega stopniowej zmianie dzięki upowszechnianiu wiedzy, dobrym przykładom i szkoleniom. Poferment może być stosowany na polach tylko w określonym czasie, zachodzi więc konieczność magazynowania go przez mniej więcej 4 miesiące, co generuje koszty związane z budową zbiorników do przechowywania.

Poferment w świetle prawa

Przepisy dotyczące nawożenia pofermentem, niestety, często ulegają zmianom, co jest uciążliwe dla użytkowników biogazowni. Konieczność przeprowadzania kosztownych badań składu masy pofermentacyjnej i przestrzegania ograniczeń w jego nawozowym wykorzystaniu to duże utrudnienia dla funkcjonowania biogazowni. Co ciekawe, z niemieckich biogazowni poferment bywa przywożony do Polski i tu rozlewany na pola, z uwzględnieniem krajowych przepisów, które dziwią biogazowników niemieckich ze względu na ich skomplikowanie i obszerność.

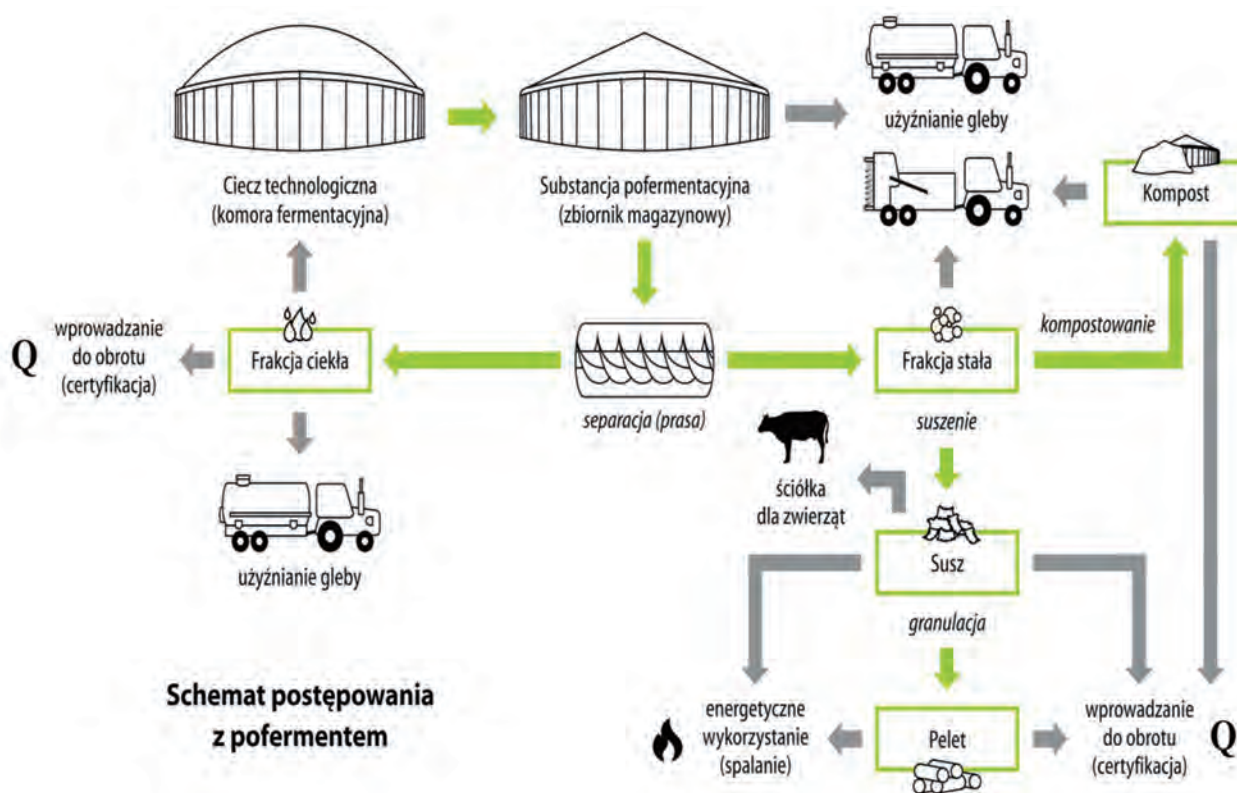
Z rolniczego punktu widzenia poferment jest bardzo dobrym nawozem organicznym, jednak dotychczas – według prawa – jest odpadem o kodzie 190606 (lub 190605 – frakcja ciekła) zgodnie z katalogiem odpadów. Jego rolnicze wykorzystanie uwarunkowane jest przepisami wynikającymi z jednej strony z ustawy o odpadach, a z drugiej z ustawy o nawozach i nawożeniu. Przepisy te nakładają na wytwórców biogazu obowiązek przeprowadzania wielu badań zarówno pofermentu, jak i gleb, na których jest stosowany w ramach procesu odzysku odpadów R10. Istnieje możliwość uzyskania

pozwolenia na wprowadzanie pofermentu do obrotu jako nawozu organicznego, organiczno-mineralnego lub środka wspomagającego uprawę roślin. Wymaga to przeprowadzenia procedury określonej szczegółowo w przepisach. Znaczna część biogazowni rolniczych w Polsce uzyskała pozwolenie na wprowadzenie do obrotu nawozu wytwarzanego z pofermentu, a w niektórych przypadkach są to nawet nawozy ekologiczne. Od 2019 roku procedowana była zmiana ustawy o nawozach i nawożeniu, która w istotny sposób miała ułatwić postępowanie z pofermentem (określanym w projekcie noweli „produktem pofermentacyjnym”), niestety, dotychczas zmiany te nie weszły w życie.

Alternatywne możliwości wykorzystania

Poferment po separacji (oddzieleniu frakcji stałej i płynnej) może być zagospodarowywany w odmienny sposób. Niektóre biogazownie zwracają część ciekłej frakcji do komory jako **ciecz technologiczną**, co może powodować problemy z nadmiernym zasoleniem zawartości komory, wymaga zatem stałej kontroli wybranych parametrów procesu. Ciekłą frakcją można nawozić pola, łącząc ten proces z **nawadnianiem**, z wykorzystaniem różnych systemów nawadniających. Jest to szczególnie istotne w kontekście powtarzających się susz i ich skutków widocznych w rolnictwie. Sucha frakcja może być granulowana i wykorzystywana jako stała biomasa w procesie **spalania**, przy czym zawartość substancji mineralnych powoduje dużą ilość popiołu po spalaniu. Suchy poferment może służyć jako **ściółka dla zwierząt** gospodarskich. Poferment można także **kompostować**, zwłaszcza z dodatkiem innych substancji organicznych.

Dr hab. inż. Alina Kowalczyk-Juśko, prof. uczelni badawczo-dydaktyczny, inż. Aleksandra Misztal, Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie



Źródło: A. Kowalczyk-Juśko, M. Szymańska, 2015, *Poferment nawozem dla rolnictwa*, FDPA, Warszawa.

Wprowadzenie biogazu (biometanu) do sieci gazowej – szanse i zagrożenia

Andrzej Barczyński

Biogaz jest jednym z najtańszych źródeł energii odnawialnej i jest paliwem gazowym wytwarzanym przez mikroorganizmy z materii organicznej w warunkach beztlenowych. Może powstawać samorzutnie (np. torfowiska, wysypiska śmieci) lub może być produkowany celowo, np. w oczyszczalniach ścieków czy biogazowniach.

Głównymi składnikami biogazu są metan i dwutlenek węgla. Oprócz tych składników mogą występować: siarkowodor, tlenek węgla, tlen, para wodna, chlorowcowęglowodory, siloksany itp.

Obecnie w zakresie zatłaczania biogazu do sieci w Europie, w tym także w Polsce, nie ma jednolitych rozwiązań. W państwach europejskich realizowane jest ono w różny sposób. Wykorzystywane do tego celu są zarówno sieci wysokiego, średniego, jak i niskiego ciśnienia, w tym sieci lokalne przeznaczone tylko do transportu biogazu.

W ustawie o OZE [1, 2] (w zakresie swojej regulacji wdraża ona dyrektywy europejskie [3, 4, 5]) wprowadzono następujące określenia:

- **biogaz** – gaz uzyskany z biomasy, zwłaszcza z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów;
- **biogaz rolniczy** – gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej czy biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących ze składowisk odpadów, a także oczyszczalni ścieków, w tym zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których nie jest prowadzone oddzielanie ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków.

Można więc wyróżnić trzy rodzaje biogazu: rolniczy, wysypiskowy oraz z osadów ściekowych. Do czasu nowelizacji w 2019 roku prawa budowlanego [6] (wykreślono art. 9c ust. 6a), w Polsce można było wprowadzać do sieci gazowej wyłącznie gaz pochodzenia rolniczego.

Z kolei Niemcy są państwem, które stwarza możliwość wprowadzenia biogazu do sieci przesyłowej, jednak zatłaczany w ten sposób może być wyłącznie biogaz rolniczy [14–16].

Wynika to prawdopodobnie z faktu, że biogaz pozyskany ze ścieków lub składowisk odpadów zawiera więcej szkodliwych

substancji (m.in. siloksanów) niż biogaz pochodzenia rolniczego i ich usunięcie wymaga większych nakładów finansowych (rozbudowana instalacja do uzdatniania biogazu).

Uwaga: **siloksany** są wynikiem beztlenowego rozkładu związków krzemu powszechnie występujących w mydłach i detergentach. Podczas spalania gazu zawierającego siloksany wydziela się krzem, który może reagować z tlenem lub innymi składnikami gazu. W wyniku reakcji wytrącają się osady zawierające głównie ditlenek krzemu i krzemiany. Mogą także zawierać związki wapnia, siarki, cynku i fosforu. Osad przybiera formę warstwy białej substancji o grubości kilku milimetrów i powinien być usunięty z wykorzystaniem środków chemicznych lub mechanicznych.

W tym kraju produkcja i wykorzystanie biogazu jest mocno wspierane przez mechanizmy państwowe, które gwarantują pierwszeństwo w dostępie do sieci energetycznej i gazowej odnawialnym źródłom energii. Zgodnie z zapisami obowiązującego w Niemczech rozporządzenia o dostępie do sieci, większość kosztów związanych z wprowadzeniem do niej biogazu, takich jak sprzężenie gazu, budowa przyłącza gazowego i stacji kontrolnej oraz dostosowanie parametrów energetycznych biogazu, ponosi operator sieci gazowej [13].

Istnieją różne sposoby wykorzystania biogazu jako paliwa energetycznego:

- bezpośrednie spalanie w urządzeniach cieplnych (kotły, piece przemysłowe),
- wytwarzanie energii elektrycznej (silnik, turbina gazowa z generatorem prądu),
- wytwarzanie chłodu,
- produkcja energii w skojarzeniu (kogeneracja, trigeneracja),
- wprowadzanie biogazu (biometanu) do sieci.

Wprowadzanie biogazu do sieci dystrybucyjnej nie jest zagadnieniem nowym, czego przykładem może być przedstawiona na stronie 46 instalacja do uzdatniania gazu wysypiskowego do parametrów gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej w Tilburgu (Holandia) [8, 9].

Instalacja do uzdatniania gazu wysypiskowego do parametrów gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej została wybudowana na początku 1990 roku (czyli około

30 lat temu) o początkowej wydajności 1000 m³/h i docelowej 2000 m³/h.

Uzyskanie wymienności gazu wysypiskowego z gazem rozprzadzonym w miejskiej sieci rozdzielczej (gaz ziemny zaazotowany podgrupy Lw) wymagało wybudowania odpowiedniej instalacji, w której biogaz poddawany jest następującym procesom technologicznym:

- odsiarczanie,
- usuwanie dwutlenku węgla,
- osuszanie,
- eliminacja chlorowcowęglowodorów.

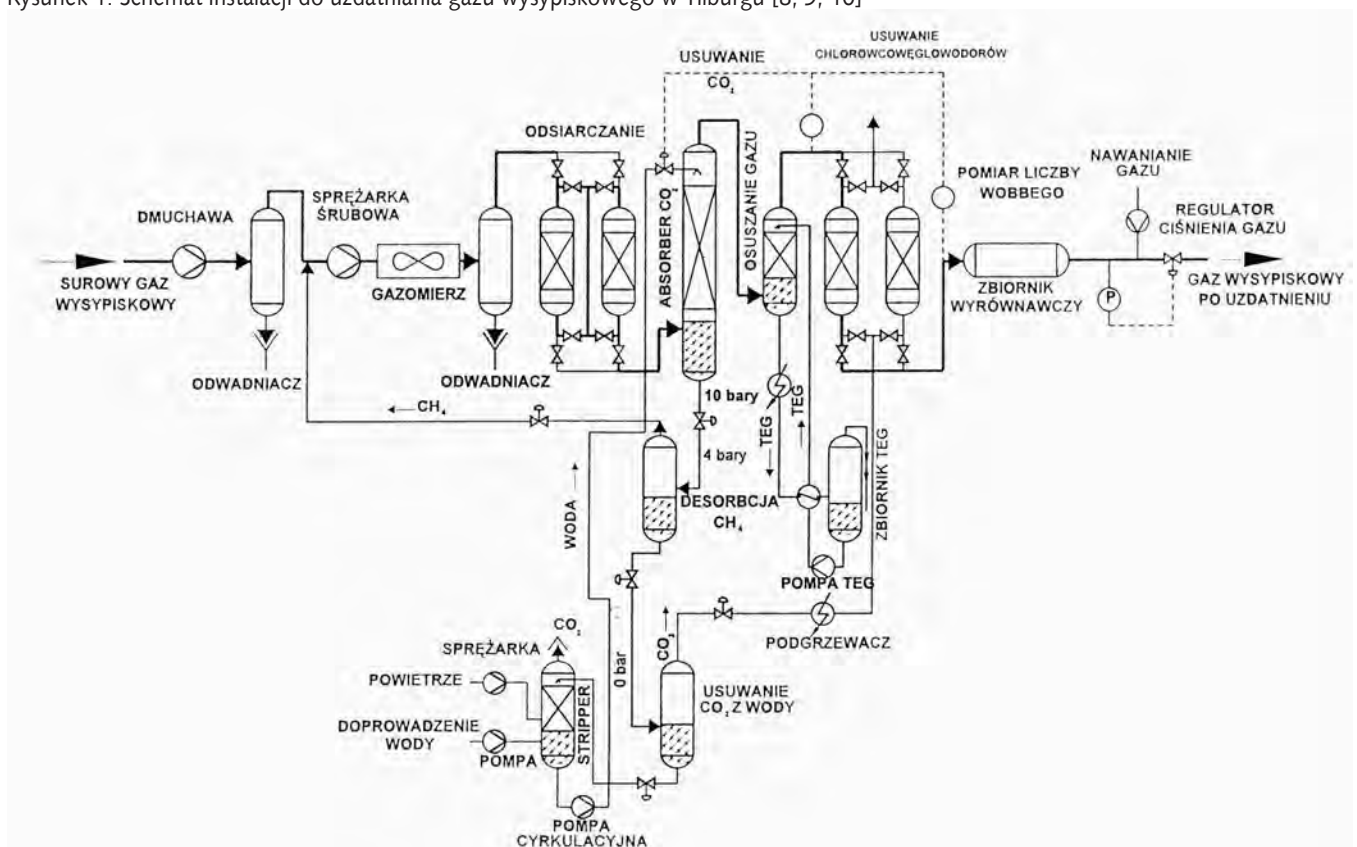
Na rysunku 1. przedstawiono schemat instalacji do uzdatniania gazu wysypiskowego do parametrów gazu ziemnego rozprowadzanego w sieciach rozdzielczych [2], [9], [10].

Zasada pracy instalacji

Gas surowy sprężany jest z około 75 mbar do 10 bar za pomocą sprężarki śrubowej z wtryskiem oleju. Wtrysk oleju ma potrójny cel: smarowanie, chłodzenie i ochronę przed korozją. Przy większych objętościach gaz spręża się wstępnie w dmuchawie do około 0,5 bara. Związki siarki w rodzaju siarkowodoru i merkaptanów usuwa się z gazu przez absorpcję dwutlenku węgla, aby te zanieczyszczenia nie były emitowane do atmosfery w procesie desorpcji CO₂, powodując zanieczyszczenie środowiska. Ze względu na to, że H₂S powinien być usunięty z gazu całkowicie, a CO₂ tylko częściowo, nie stosuje się wspólnego usuwania obydwu tych składników. W celu usunięcia niewielkich ilości H₂S zawartych w gazie wysypiskowym stosuje się prosty sposób suchego odsiarczania na tlenkach żelaza. Siarka z gazu wiązana jest na nich w postaci siarczku, który następnie

– dzięki tlenowi zawartemu w gazie – zostaje utleniony do siarki elementarnej. Instalacja składa się z dwóch pracujących na zmianę adsorberów. Przewidywany czas pracy jednego wsadu adsorbera wynosi około pół roku. Do usuwania CO₂ z gazu wybrano metodę wymywania wodą w płuczce wodnej. Jej zaletą jest niskie zużycie energii, niezawodność rozpuszczalnika, jego dostępność, prostota procesu technologicznego i jego regulacji. Chociaż próby z absorpcją zmiennociśnieniową dały dobre wyniki, z uwagi na niekorzystne wskaźniki ekonomiczne nie uznano tej metody za właściwą dla tego procesu. CO₂ absorbuje się w płuczkach ciśnieniowych za pomocą wody (absorbery), która przepływa w przeciwnym kierunku do gazu przez pierścienie wykonane z tworzyw sztucznych. Absorpcja przebiega w temperaturze otoczenia, pod ciśnieniem 10 bar. Z kolei ciśnienie wody ulega obniżeniu do 4 bar, przy którym następuje desorpcja rozpuszczonego w niej metanu. Zawracany jest on do wlotu kompresora. Ciśnienie wody ulega dalszemu obniżeniu do ciśnienia atmosferycznego. W tym etapie wydziela się praktycznie sam dwutlenek węgla, który wykorzystuje się do regeneracji absorberów usuwających z gazu chlorowcopochodne, albo do przedmuchania przewodu pochodni. Następnie woda wpływa od góry do „strippera”, w którym usuwany jest resztkowy dwutlenek węgla do poziomu równowagi z CO₂ znajdującym się w powietrzu. Równocześnie w „stripperze” pracującym jako chłodnia kominowa zostaje schłodzona woda zasilająca pompy cyrkulacyjne zawierające ją na górną część absorbera. Przewidywana do usunięcia ilość CO₂ regulowana jest przez dopływ wody do absorbera. Regulacji tej dokonuje się za pomocą przyrządu pomiarowego do określania liczby Wobbego (wobbo-mierz). Pomiar odbywa się na wylocie gazu z instalacji uzdatnia-

Rysunek 1. Schemat instalacji do uzdatniania gazu wysypiskowego w Tilburgu [8, 9, 10]



nia przed zbiornikiem wyrównawczym. Przepustowość płuczki wodnej zależy od trzech parametrów: ilości gazu wysypiskowego, zawartości azotu i temperatury wody. Ostatni parametr jest funkcją temperatury otoczenia i ilości wody cyrkulacyjnej i nie jest regulowany automatycznie. Po absorpcji dwutlenku węgla gaz przechodzi do instalacji osuszania za pomocą TEG (glikolu trójetylenowego). TEG jest regenerowany przez ogrzewanie i rozprężanie. Po schłodzeniu zwraca się go do absorbera. Ilość chlorowcowęglowodorów w gazie wysypiskowym waha się w dużych granicach. W płuczce wodnej wymywa się tylko nieznaczna ich część. Do pełnego usunięcia służy adsorber wypełniony węglem aktywnym. Stosowana technologia przewiduje dwa adsorbery, przemiennie regenerowane podgrzanym gazem zawierającym CO₂. Cykl zmienia się automatycznie co 24 godziny. Włączony na końcu ciągu technologicznego zbiornik buforowy wyrównuje liczbę Wobbego zanim gaz zostanie ostatecznie zbadany za pomocą chromatografu. Wahania te są następstwem bezwładności regulacji płuczki wodnej. W trakcie uzdatniania gazu regulowana jest tylko zawartość dwutlenku węgla. Wynik analizy chromatograficznej decyduje o tym, czy gaz może być wprowadzony do sieci rozdzielczej czy musi być spalony w pochodni. Należy zwrócić uwagę, że liczba Wobbego, jako miernik wydajności cieplnej danego gazu, nie jest jedynym kryterium wymienności gazów o różnych składach. Badania [11] wykazały, że decyduje o tym również proces spalania gazu. Dlatego jednym z kryteriów wymienności gazów w tym przypadku jest zawartość azotu w gazie (azot w gazie wysypiskowym jest następstwem zassania powietrza przy wymuszonym czerpaniu gazu ze złoża). Jednak konieczność ograniczenia stężenia azotu w surowym gazie wysypiskowym powoduje zmniejszenie produkcji tego gazu ze składowiska śmieci.

Przykładowy skład gazu surowego, uzdatnionego gazu wysypiskowego i gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej podano w zamieszczonej poniżej tabeli.

Należy ponadto zwrócić uwagę na kilka istotnych aspektów związanych z regulacją pracy instalacji:

- wymagania związane z utrzymaniem jakości gazu,

Skład gazu surowego, uzdatnionego gazu wysypiskowego i gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej

Składnik	Gaz wysypiskowy		Gaz ziemny wprowadzany do sieci rozdzielczej miasta [%]
	surowy gaz [% obj.]	uzdatniony gaz [% obj.]	
CH ₄	58	89	81,3
CO ₂	34	2 do 3	0,89
N ₂	6	8 do 9	14,35
H ₂ O	1,5	punkt rosy -10°C	punkt rosy zgodnie z normą
Węglowodory chlorowcopochodne	0,01	0,004	-
O ₂	0,3	0,5	0,01
H ₂ S	0,005	0,001	-
C ₂ H ₆	-	-	2,85
C ₃ H ₈	-	-	0,37
C ₄ H ₁₀	-	-	0,14
C ₅ H ₁₂	-	-	0,04
Wyższe węglowodory	-	-	0,05

- ciśnienie gazu powinno być równe ciśnieniu panującemu w sieci rozdzielczej + opory gazociągu (gazociąg ekspedycyjny) doprowadzającego gaz do sieci rozdzielczych,
- ciśnienie wody w płuczce wodnych nie może być mniejsze niż 10 bar,
- centralną regulację wielkości produkcji (komponentem wiodącym jest tutaj azot, aby zachować wymiennosc z gazem rozprowadzanym w sieci rozdzielczej miasta);
- indywidualną regulację wydajności każdej studni,
- optymalizację zużycia energii.

Całkowity koszt instalacji wyniósł 8 mln guldenów, przy koszcie eksploatacyjnym 0,204 guldena/1m³ gazu, przy założeniu rocznej produkcji gazu około 10 mln m³. Omówiona instalacja okazała się inwestycją ekonomicznie uzasadnioną, której nakłady zwróciły się po około pięciu latach [10].

WYMAGANIA JAKOŚCIOWE DLA BIOGAZU WPROWADZANEGO DO DYSTRYBUCYJNEJ SIECI GAZU ZIEMNEGO

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/ WE z 13 lipca 2009 roku [12] zawiera wspólne zasady dla rynków wewnętrznych gazu ziemnego i obliguje państwa członkowskie do tego, by umożliwiły zatłaczanie biogazu do sieci gazowych, a biogaz jako paliwo nie był dyskryminowany w dostępie do systemu gazowego. Brak szczegółowych uregulowań prawnych na poziomie europejskim pozwala, aby kwestie związane z przesyłaniem biogazu sieciami gazowymi w różnych państwach realizować w różny sposób. Brak regulacji na poziomie Unii Europejskiej, które jasno precyzowałyby prawa i obowiązki zarówno producenta biogazu, jak i operatora sieci, którą biogaz ma być transportowany, oraz brak jednolitych międzynarodowych standardów określających warunki techniczne zatłaczania biogazu do sieci skutkuje brakiem jednolitych przepisów w Europie. W związku z tym w różnych państwach europejskich wymagania jakościowe stawiane biogazowi zatłaczanemu do sieci są różne. Dotyczą nie tylko dopuszczalnych limitów dla poszczególnych zanieczyszczeń mogących występować w biogazie, ale również tego, obecność jakich substancji jest limitowana [13].

W polskim prawodawstwie brak normy jakościowej dla biogazu oraz częstotliwości badań poszczególnych parametrów jakościowych, które powinien wykonywać operator sieci gazowej w przypadku zatłaczania biogazu do sieci. Obecnie w przygotowaniu jest nowelizacja ministra klimatu i środowiska [15] w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego [14].

Dlatego obecnie możemy opierać się na parametrach jakościowych gazu ziemnego podanych w rozporządzeniu ministra gospodarki [14] oraz na normie PN-C-04753:2002 [17], PN-C-04752:2002 [18].

Co wynika z ww. aktów normatywnych?

Jakość gazów ziemnych powinna być taka, aby w sieci gazowej nie zachodziły zjawiska powodujące:

- niszczenie materiałów, z których wykonane są elementy sieci gazowej (zjawiska erozji, abrazji i korozji wywołane nadmierną zawartością pyłu, tlenu, siarkowodoru, ditlenku węgla i pary wodnej),
- zmniejszenie drożności gazociągów, armatury i urządzeń technologicznych, wywołane kondensacją pary wodnej i węglowodorów, tworzeniem się hydratów i pyłów,
- zawartość tlenu – maks. 0,2% (mol/mol),
- temperatura punktu rosy przy ciśnieniu 5,5 MPa:
 - w okresie letnim: + 3,7°C (0,16 mg /m³),
 - w okresie zimowym: - 5,0°C (0,01 mg /m³),
- zawartość siarki całkowitej nie powinna przekraczać 40,0 mg/m³,
- intensywność zapachu gazu powinna być wyczuwalna w powietrzu po osiągnięciu stężenia:
 - 1,5% V/V dla gazu ziemnego grupy Ls,
 - 1,0% V/V dla gazu ziemnego grupy Lw i grupy E.

Uwaga: Należy pamiętać, że biogaz (biometan) włączany do sieci gazowej powinien być nawiany.

Kryteria wymienności gazu

W przypadku, gdy w miejsce gazu ziemnego (gaz podstawowy) wprowadzamy gaz o innym składzie (gaz zamienny), to nie wystarczy zachowanie liczby Wobbego, aby proces spalania w danym urządzeniu gazowym przebiegał prawidłowo (nie zakładamy możliwości regulacji pracy palników gazowych). Liczba Wobbego pozwala jedynie na uzyskanie podobnego obciążenia cieplnego, natomiast nie daje gwarancji prawidłowego spalania wprowadzonego gazu. Przy spalaniu gazu ważne są takie parametry jak stabilność płomienia określona skłonnością do przeskoków płomienia lub jego odrywania, zapotrzebowanie powietrza oraz jakość spalania wyrażona w tworzeniu się tlenku węgla i sadzy. Paliwa gazowe o różnym składzie, spełniające wszystkie podane kryteria, określa się jako wymienne.

W celu oceny wymienności dwóch różnych gazów można zastosować metodę Weavera [19]. Gazem podstawowym nazywamy gaz rozprowadzany w sieci gazowej (w przypadku naszego systemu gazowniczego gaz ziemny grupy E, Lw lub Lm), a więc gaz, do którego urządzenia gazowe zostały przystosowane. Natomiast gazem zamiennym jest gaz wprowadzany do tej sieci, tzn. biogaz, którego możliwość spalania w danych urządzeniach chcemy ocenić.

Podstawowym założeniem teorii wymienności paliw gazowych jest spełnienie następujących sześciu współczynników Weavera:

- współczynniki dla obciążenia cieplnego,
- zapotrzebowanie na powietrze pierwotne,
- odrywanie płomienia,
- cofanie płomienia,
- ilość sadzy,
- ilość tlenku węgla (II) – CO.

Jeżeli wskaźniki zamienności, z których:

- dwa dotyczą obciążenia cieplnego przyboru gazowego,
- dwa stabilności płomienia,
- dwa jakości spalania, czyli tworzenia się sadzy i tlenku węgla, mieszczą się w wartościach granicznych podanych przy stosowaniu metody Weavera, to mówimy, że gazy są zamienne (wymienne) względem siebie.

Alternatywne rozwiązania wprowadzania biogazu do sieci gazowej

Istnieje wiele możliwości integracji technologii gazu ziemnego i energii ze źródeł odnawialnych. Jedną z nich jest wykorzystanie biogazu w sieci gazowej, gdzie możliwe jest wykorzystanie uzupełniające bądź pełna wymienność z gazem ziemnym [16].

Można wyróżnić dwa warianty wprowadzania biogazu do sieci gazowej:

- **wariant I:** wprowadzanie do dystrybucyjnej sieci gazowej biometanu w miejsce rozprowadzanego gazu ziemnego wysokometanowego,
- **wariant II:** wprowadzanie do dystrybucyjnej sieci gazowej biogazu w odpowiedniej proporcji:
 - po usunięciu szkodliwych substancji,
 - bez uzdatnienia biogazu.

Istotnym warunkiem dla wariantu II jest, żeby ilość wprowadzanego biogazu była tak dobrana, aby powstała mieszanina gaz ziemny–biogaz spełniała wymagania jakościowe oraz kryteria wymienności paliw.

Z przeprowadzonych obliczeń według teorii wymienności paliw wynikają następujące [20, 21, 22, 23] wnioski:

- 1) biometan jest wymienny i może w pełni zastąpić gaz sieciowy (gaz ziemny wysokometanowy grupy E), mimo że pozbawiony jest węglowodorów C₂₊,
- 2) do gazu ziemnego wysokometanowego grupy E o średnim składzie chemicznym (gaz ziemny rozprowadzany w polskiej sieci dystrybucyjnej) można dodać około 7,5% biogazu o średnim składzie 60% metanu i 40% dwutlenku węgla,
- 3) do gazu ziemnego zaazotowanego grupy Lw można dodać około 26,5% biogazu o składzie 60% metanu i 40% dwutlenku węgla (dla gazu grupy Ls należy spodziewać się jeszcze wyższych udziałów biogazu w mieszaninie).

Podane powyżej wartości udziału biometanu w gazie ziemnym mają charakter przybliżony (obliczenia na podstawie teorii wymienności Weavera) i dlatego należałoby je sprawdzić w sposób doświadczalny na stanowisku badawczym.

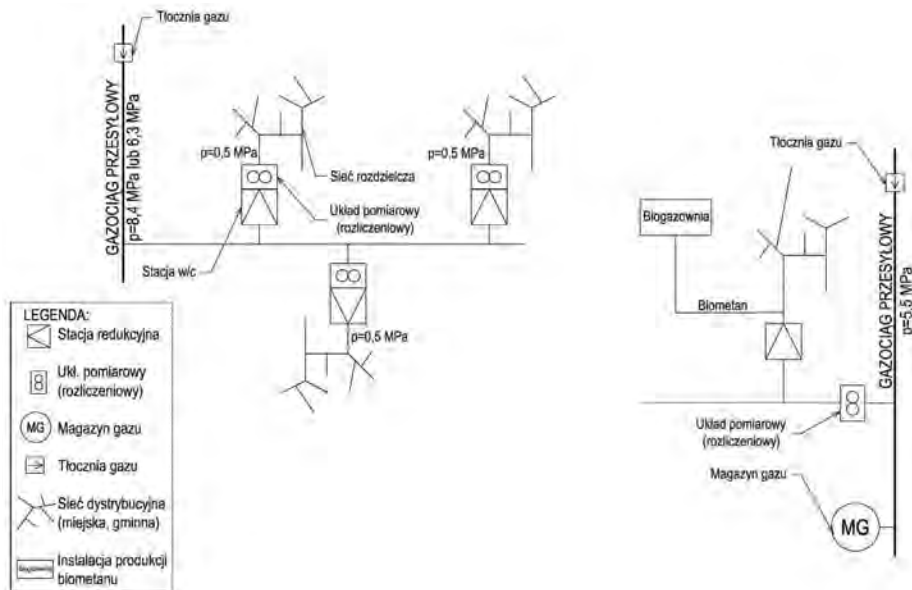
Podobnie jak dla gazu wysokometanowego grupy E można analizować wprowadzanie biogazu (biometanu) do sieci gazowej, w której jest rozprowadzany gaz ziemny zaazotowany Lw lub Ls według wariantu I. W tym przypadku można spodziewać się dużej zawartości dwutlenku węgla w biometanie, który jest szkodliwy dla gazociągów stalowych. Dlatego uważa się, że w przypadku, gdy biometan o parametrach gazu Lw lub Ls będzie rozprowadzany gazociągami polietylenowymi, można zrezygnować z limitowania zawartości CO₂.

PORÓWNANIE SYSTEMU GAZOWNICZEGO POLSKIEGO I EUROPEJSKIEGO

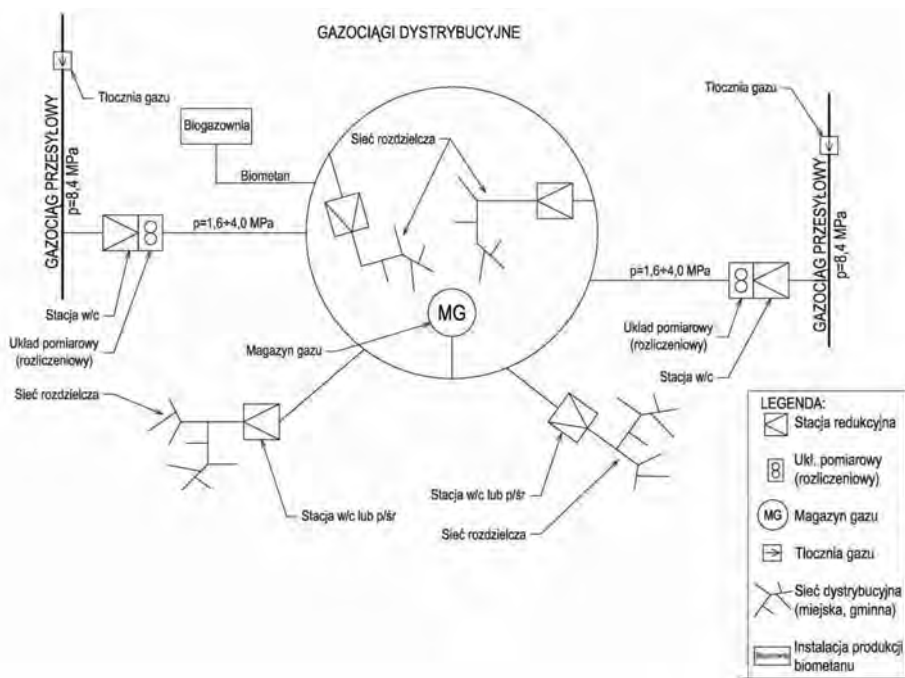
Struktura polskiego systemu gazowniczego w znacznym stopniu różni się od większości systemów zachodnioeuropejskich, np. niemieckiego, co przedstawiono na rysunkach 2 i 3 (system polski był budowany jako jeden wspólny układ przesyłowo-dystrybucyjny o strukturze „drzewkowej”, natomiast dystrybucyjny system niemiecki był budowany jako układ wydzielony i ma strukturę „pierścieniową”).

Czy w związku z tym w Polsce możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu produkowanego w biogazowniach są podobne jak w innych krajach UE, np. w Niemczech?

Rysunek 2. Model polskiego systemu gazowniczego



Rysunek 3. Model niemieckiego systemu gazowniczego



Jak wynika z przedstawionych schematów, w niemieckim systemie transportu gazu istnieją następujące przesłanki odróżniające go od systemu polskiego:

- wyraźne wydzielenie systemu przesyłowego i dystrybucyjnego,
- system dystrybucyjny ma strukturę „pierścieniową”,
- w systemie transportu gazu znajdują się (praktycznie dwie stacje redukcyjne wysokiego ciśnienia):
 - jedna stacja redukcyjna w/c należąca do operatora przesyłowego, na której redukuje się gaz, np. z 8,4 MPa do

1,6 MPa lub 4,0 MPa (gaz przesyłany jest do układu pierścieniowego gazociągu dystrybucyjnego),

- druga stacja redukcyjna wysokiego ciśnienia lub średniego podwyższonego należą do operatora dystrybucyjnego,
- pierwsza stacja redukcyjna z pomiarem za stacją (stała wartość ciśnienia gazu przed gazomierzem, niezależnie od zmieniającego się ciśnienia gazu w gazociągu przesyłowym) zawsze należy do operatora systemu przesyłowego,
- operator systemu dystrybucyjnego jest wyposażony w narzędzia do sterowania siecią (m.in. stacje redukcyjne, pierścieniowe regionalne gazociągi wysokiego ciśnienia, lokalne zbiorniki gazu),
- niewielka liczba punktów rozliczeniowych pomiędzy systemem przesyłowym i dystrybucyjnym (kilkadziesiąt razy mniej niż w systemie polskim),
- pierścieniowy układ gazociągów o ciśnieniu 1,6 MPa do 4 MPa o stosunkowo dużej pojemności akumulacyjnej.

Jak wynika z powyższych przesłanek, w zachodnioeuropejskich systemach stosuje się pierścieniowe układy gazociągów o ciśnieniu od 1,6 MPa do 4 MPa, do których można bezpośrednio podłączyć biogazownię. Istnieje wtedy niewielkie ryzyko, że do odbiorców zostanie dostarczony gaz o nieodpowiedniej jakości ze względu na to, że w sieci dystrybucyjnej rozprowadzany jest gaz w ilościach znacznie przekraczających ilości produkowanego biometanu, zaś w Polsce w przypadku wystąpienia stanu awaryjnego w instalacji oczyszczania biogazu ryzyko jest większe.

Ponadto, ilość biogazu, która będzie możliwa do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej, zależeć będzie od zapotrzebowania gazu w danym punkcie zasilania, które zmienia się w zależności od pory dnia i roku. W związku z tym mogą występować ograniczenia w odbiorze zadeklarowanych przez wnioskodawcę ilości paliwa gazowego z biogazowni w przypadku, gdy system dystrybucyjny nie będzie w stanie ich przyjąć. Okresowe ograniczenia mogą się zdarzać, ponieważ w sieci dystrybucyjnej występują zjawiska niezależne od operatora tej sieci, jak na przykład:

- duże zmienności dobowe (pomiędzy dniem a nocą),
- nierównomierność sezonowa (pomiędzy porami roku, np. lato–zima),
- wstrzymanie poboru paliwa gazowego przez odbiorcę strategicznego.

Wynika stąd, że możliwości pełnego wykorzystania mocy biogazowni (biometanowni) w Polsce, szczególnie w okresie letnim, mogą być mocno ograniczone (takie ograniczenia w systemie niemieckim nie występują).

Wydaje się, że w polskim systemie gazowniczym w celu wykorzystania pełnych możliwości produkcyjnych biogazowni (w okresach letnich) najlepszym sposobem byłoby wprowadzanie biometanu bezpośrednio do gazociągów wysokiego ciśnienia. Jednak wymagać to będzie dodatkowych nakładów inwestycyjnych (budowa tłoczni i wysokie koszty sprężania gazu – sprężanie gazu wymaga wydatkowania dużej ilości energii).

Następnym problemem w Polsce jest miejsce włączenia biogazowni (biometanowni) do sieci gazowej, ponieważ aby móc w sposób optymalny wykorzystać pełną moc produkcyjną, najlepiej wpiąć się bezpośrednio za stacją redukcyjną wysokiego ciśnienia (bezpośrednio przed instalacją nawanianą). Wiązać się to będzie z koniecznością budowy długich odcinków gazociągów ekspedycyjnych relacji biogazownia–sieć dystrybucyjna. Natomiast w Niemczech ze względu na obecność pierścieniowych gazociągów o ciśnieniu 4 MPa lub 1,6 MPa nie powinno być trudności z włączeniem biogazowni do sieci dystrybucyjnej (duże przepustowości gazociągów i krótkie odcinki gazociągów ekspedycyjnych).

Dodatkową przeszkodą przy włączaniu biogazowni (biometanowni) do systemu dystrybucyjnego jest sprawa własności stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia (około 50% należy do operatora systemu przesyłowego).

Uwaga: przejęcie przez operatora systemu przesyłowego stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia przeprowadzono w Polsce z „pogwałceniem” nie tylko zasad techniki, ale również prawa (zgodnie z prawem energetycznym [6] operator systemu przesyłowego powinien eksploatować sieci gazowe o ciśnieniu wyższym od 1,6 MPa, a wiadomo, że część elementów na stacji gazowej jest na średnim ciśnieniu).

Na schemacie (rysunek 4) przedstawiono podłączenie biogazowni (biometanowni) do sieci dystrybucyjnej.

Podłączenie biogazowni do sieci gazowej składa się z następujących elementów:

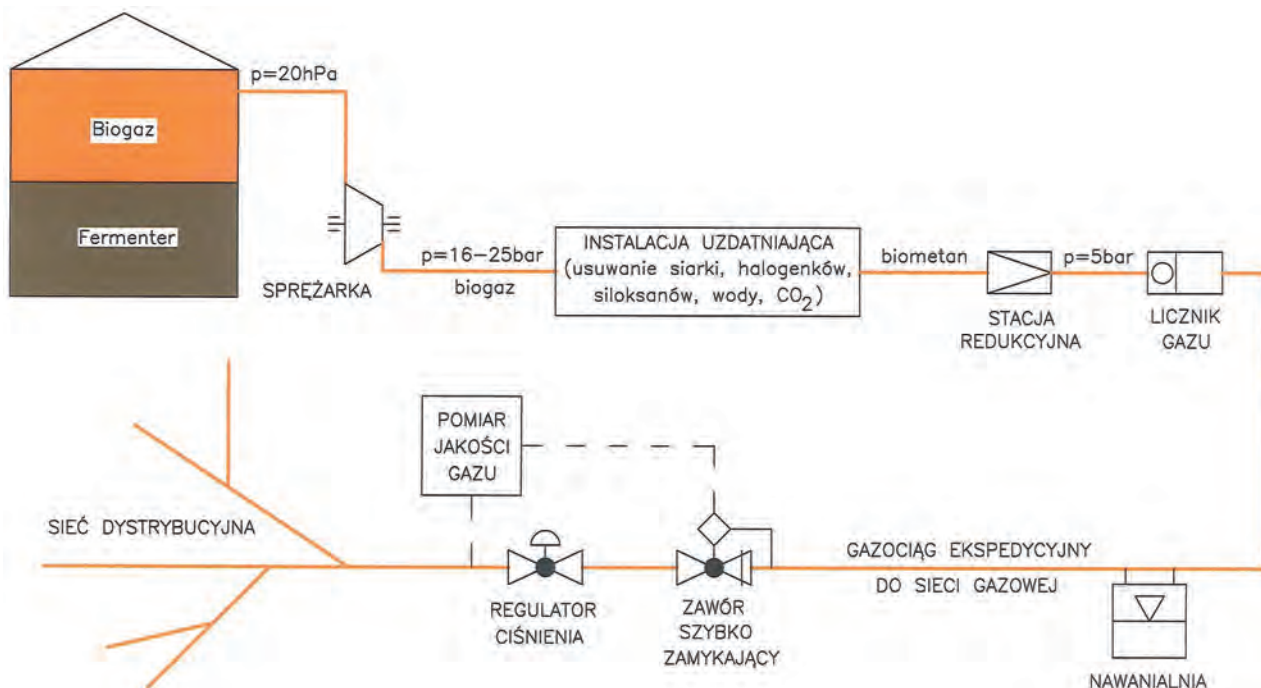
- instalacji do uzdatniania biogazu,
- gazociągu ekspedycyjnego od biogazowni do sieci rozdzielczej,
- instalacji do nawaniania gazu,
- sprężarki gazu (ciśnienie gazu w punkcie odbioru powinno być nieco wyższe od ciśnienia panującego w danej sieci dystrybucyjnej),
- układu pomiarowego,
- urządzenia do rejestracji jakości gazu, np. wobbiomierza, chromatografu,
- aparatury sterująco-odcinającej.

Reasumując, można stwierdzić, że ze względu na inną strukturę systemu gazowniczego w Polsce, możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu będą ograniczone (w Polsce koszty będą wyższe niż np. w Niemczech).

POPRAWA JAKOŚCI BIOMETANU PRZEZ DODANIE PROPANU LUB BUTANU

Aby możliwe było zatłoczenie biogazu do sieci gazowej, musi spełniać on standardy jakościowe gazu ziemnego i warunki przyłączenia wydane przez operatora sieci. Związane jest to z koniecznością oczyszczania i uszlachetniania biogazu do parametrów gazu ziemnego. Technologia oczyszczania biogazu sprowadza się do usunięcia dwutlenku węgla, który obniża kaloryczność gazu, siarkowodoru i amoniaku, mających właściwości korozyjne, oraz siloksanów. Następnie biogaz musi zostać poddany procesowi osuszenia. Biogaz oprócz podstawowego składnika, tj. metanu, posiada zanieczyszczenia negatywnie wpływające na sieci gazowe. Są to: dwutlenek węgla, siarkowodor, azot, amoniak, związki tlenu, siloksan oraz para wodna.

Rysunek 4. Ciąg technologiczny doprowadzający biogaz (biometan) do sieci dystrybucyjnej [23]



Ze względu na to, że w biometanie nie ma węglowodorów wyższych od metanu, należy rozważyć możliwość ewentualnego dodawania do niego np. propanu lub butanu w ilości od 1,5 do 2% obj. (kondycjonowanie gazu). W efekcie poprawi to warunki procesu spalania (propan-butan ma większą prędkość spalania od metanu) i zwiększy wydajność cieplną urządzeń gazowych oraz podwyższy ciepło spalania biometanu do wartości, który ma gaz sieciowy. Dzięki temu łatwiejsze będzie rozliczanie odbiorców z pobranego paliwa gazowego (według taryfy obowiązującej w PSG [24] stosowana jest korekta pobranego gazu przez odbiorcę zarówno indywidualnego, jak i przemysłowego).

* * *

1. Biogaz jest ważnym czynnikiem dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, a tym samym może przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju.
2. Jednym ze sposobów wykorzystania biogazu może być jego wprowadzanie do sieci dystrybucyjnej:
 - a) po uprzednim jego uzdatnieniu do parametrów jakościowych gazu ziemnego grupy E – wariant I (biogaz uzdatniony do biometanu) – biometan jest w pełni wymienny z gazem sieciowym; Podobnie można uzdatnić biogaz do parametrów gazu grupy Lw lub Ls,
 - b) bez uzdatnienia lub przez częściowe uzdatnienie biogazu – wariant II (ilość wprowadzanego biogazu powinna być tak dobrana, aby powstała mieszanina gaz ziemny–biogaz spełniała wymagania jakościowe i kryteria wymienności paliw).
3. W polskim prawodawstwie nie ma normy jakościowej dla biogazu w przypadku załączania go do sieci (np. wymaganie dotyczące dopuszczalnej zawartości CO₂ wynoszącej 3,0% obj., wynikające z PN-C-04752:2002, może ograniczać włączanie biogazu do sieci gazowej); w przypadku, gdy uzdatniony biogaz do biometanu o parametrach gazu Lw lub Ls będzie rozprowadzany gazociągami polietylenowymi, to można zrezygnować z limitowania zawartości CO₂. Ponadto, należy pamiętać, że biogaz (biometan) włączany do sieci gazowej powinien być nawiany.
4. Zgodnie z ustawą „Prawo energetyczne” (art. 7 ust. 8 pkt 3) [6] wszystkie koszty związane z wprowadzeniem biogazu do sieci dystrybucyjnej ponosi dostawca biogazu. W związku z tym należy stworzyć system wsparcia dla biogazowni i biometanowni (np. wprowadzić uregulowania i mechanizmy umożliwiające współfinansowanie inwestycji w zakresie ich budowy ze środków publicznych), który pozwoliłby na realizację programu biometanowego w Polsce (w okresie dziesięciu lat osiągnięcie rocznej produkcji biogazu w wysokości około 4 mld m³).
5. Ze względu na to, że struktura polskiego systemu gazowniczego w znacznym stopniu różni się od systemów zachodnioeuropejskich, możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu produkowanego w biogazowniach wydają się mocno ograniczone (koszty w Polsce będą wyższe niż np. w Niemczech). Dodatkową przeszkodą we włączaniu biogazowni (biometanowni) do systemu dystrybucyjnego jest sprawa własności stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia (około 50% należy do operatora systemu przesyłowego).
6. W polskim systemie gazowniczym w celu wykorzystania pełnych możliwości produkcyjnych biogazowni najlepszym sposobem jest wprowadzanie biometanu bezpośrednio do

gazociągów wysokiego ciśnienia. Jednak wymagać to będzie dużych nakładów inwestycyjnych (budowa tłoczni) i wysokich kosztów sprężania gazu (sprężanie gazu wymaga wydatkowania dużych ilości energii);

7. W celu poprawy kaloryczności biometanu (gaz pozbawiony C₂₊) proponuje się dodawanie do niego propanu lub propanu-butanu.

Dr hab. inż. Andrzej Barczyński, mechanik-energetyk (w przemyśle gazowniczym w Grupie Kapitałowej PGNiG pracował przez ponad 40 lat). Prowadzi firmę doradczą-szkoleniową oraz jest wykładowcą na Politechnice Poznańskiej, AGH w Krakowie oraz na Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu.

Literatura

- [1] Ustawa o odnawialnych źródłach energii z 20 lutego 2015 roku (Dz.U. z 2020 r., poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320).
- [2] Obwieszczenie marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z 9 stycznia 2020 roku w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2020 r., poz. 261).
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, s. 16, z późn.zm.).
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012, s. 1).
- [5] Dyrektywa Rady 2013/18/UE z 13 maja 2013 roku, dostosowująca dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, w związku z przystąpieniem Republiki Chorwacji (Dz. Urz. UE L 158 z 10.06.2013, s. 230).
- [6] Ustawa z 10 kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne” (Dz.U. z 2006 r., nr 89, poz. 625, tekst jednolity, z późn. zm.).
- [7] W. Płatek, D. Szczepanik, *Produkcja i wykorzystanie biogazu*, maj 2005 (materiały własne).
- [8] A. Barczyński, *Zastosowanie gazu wysypiskowego do zasilania rozdzielczych sieci gazu ziemnego*, symposium „Gaz bezpieczny i ekologiczny”, Kiekrz pod Poznaniem, marzec 1997 r.
- [9] J.N. van Wezel, M.J.J. Scheepers, G. Heijkoop, *Landfill Gas – an Example of Substitute Natural Gas*, VEG-Gasinstituut (materiały własne).
- [10] *Van Stortgas Naar Aardgas* – broszura wydana przez Stortgas-Tilburg (materiały własne).
- [11] J.A. Rijnaarts, *Combustion Characteristic of High – Density Natural Gas of The L-group*, International Gas Research Conference, Toronto, September 8–11, 1986.
- [12] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r.
- [13] J. Holewa, E. Kukulska-Zajac, M. Pęgielska, *Analiza możliwości wprowadzania biogazu do sieci przesyłowej*, „Nafta Gaz”, sierpień 2012, rok LXVIII, s. 523–529.
- [14] Rozporządzenie ministra gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego z 2 lipca 2010 roku (Dz.U. z 2010 r., nr 133, poz. 891).
- [15] Projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.
- [16] J. Piskowska-Wasiak, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, *Możliwości komplementarnego wykorzystania gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii*, „Nafta Gaz”, grudzień 2017 r.
- [17] PN-C-04753:2002 – Gaz ziemny. Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej.
- [18] PN-C-04752:2002 – Gaz ziemny. Jakość gazu w sieci przesyłowej.
- [19] J. Tallat, *Ocena wymienności gazów*, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna”, nr 3, tom XLVI, s. 96–100.
- [20] A. Barczyński, *Możliwości wykorzystania biogazu w systemie dystrybucyjnym*, krajowa konferencja „Certyfikaty w energetyce szansą na rozwój”, Bydgoszcz, 29.03.2007 r.
- [21] A. Barczyński, *Inserting of biogas into the natural gas distribution network - opportunities and possibilities*, Międzynarodowy Kongres Energii Odnawialnej i Targi Green Power 2009, pt. „Perspektywy rozwoju energetyki odnawialnej w Europie do roku 2030 i później w obliczu światowego kryzysu gospodarczego” oraz „Nowoczesne technologie i finansowanie inwestycji OZE w dobie spowolnienia gospodarczego”, 19–20 maja 2009 r., Poznań.
- [22] A. Barczyński, *Techniczne możliwości przyłączenia biogazowni do sieci gazowej*, seminarium „Inwestuj w biogazownie rolniczą”, Warszawa, 24–25 marca 2011 r., zorganizowane przez Izbę Gospodarczą Energii Odnawialnej.
- [23] A. Barczyński, *Biogaz – wyzwanie dla operatorów dystrybucji gazu (biogaz jednym ze sposobów dywersyfikacji dostaw gazu)*, „Przegląd Gazowniczy” nr 2/2010, s. 14–17.
- [24] Taryfa PSG – Taryfa PSG z 19 marca 2020 r., zatwierdzona 18 marca 2020 r. przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Optymalizacja technicznych procesów uzdatniania biogazu oraz wtłaczania biometanu do sieci gazowych

Severyn Dranchuk, Piotr Błach

W dobie transformacji energetycznej Grupa Kapitałowa Transition Technologies dokłada wszelkich starań, żeby zapewniać istotne wsparcie w obszarze nowoczesnych rozwiązań informatycznych dla głównych graczy na dynamicznie zmieniających się europejskich rynkach energii elektrycznej i gazu. Niniejszy artykuł jest podsumowaniem kontynuowanych prac zespołu pracowników Transition Technologies w zakresie rozwoju narzędzia programistycznego do techniczno-ekonomicznej optymalizacji wykorzystania wyprodukowanego biogazu. Celem tej publikacji jest rozwinięcie problematyki technicznej optymalizacji procesów uzdatniania biogazu oraz wprowadzenia biometanu do sieci gazowych, rozwiązywanej poprzez wypracowywane narzędzie informatyczne.

Warstwa systemu odpowiadająca za optymalizację technicznych procesów uzdatniania i wykorzystywania biogazu ma na celu minimalizację kosztów eksploatacyjnych z uwzględnieniem odpowiednich ograniczeń instalacji. Dzięki optymalnemu harmonogramowaniu pracy poszczególnych urządzeń oraz sterowaniu w czasie rzeczywistym parametrami procesów energochłonnych, system zapewni minimalizację kosztów przy jednoczesnym spełnieniu wymagań technologicznych, stawianych każdemu procesowi. W przypadku wprowadzenia biometanu do sieci takie procesy zachodzą na etapie uzdatniania biogazu wraz z ewentualnymi etapami sprężania i schładzania sprężonego biometanu.

Proces uzdatniania biogazu skupia się głównie na usuwaniu dwutlenku węgla (CO_2), siarkowodoru (H_2S), pary wodnej i innych pobocznych zanieczyszczeń. Ma to na celu uzyskanie wymaganych parametrów jakościowych biometanu (takich jak wartość ciepła spalania, liczba Wobbego, maksymalna zawartość składników szkodliwych itd.). Para wodna usuwana jest z wykorzystaniem wymienników ciepła bądź zaworów regulacyjnych, które gwałtownie obniżają temperaturę biogazu, powodując wykroplenie pary wodnej. Gaz ponownie podgrzewany jest z wykorzystaniem rekuperatora. Proces oczyszczania z H_2S z punktu widzenia optymalizacji jest mniej istotny, ponieważ jego maksymalne ograniczenie związane jest przede wszystkim z żywotnością urządzeń, tak samo w przypadku pary wodnej. Odbywa się on z wykorzystaniem procesów biologicznych i chemicznych (adsorpcja tlenkami żelaza). Usuwanie CO_2 , głównego komponentu biogazu obniżającego war-

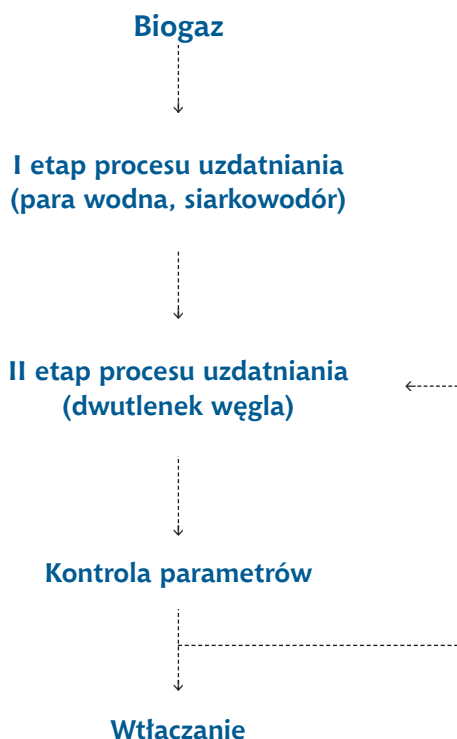
tość ciepła spalania oraz liczby Wobbego biogazu, może zostać przeprowadzone następującymi metodami:

- płuczki wodnej – jest to metoda wykorzystująca różnicę w rozpuszczalności CO_2 i metanu. Biogaz podawany jest do zbiornika pod wysokim ciśnieniem. W przeciwnym kierunku podawana jest woda. Najbardziej energochłonnym urządzeniem jest w tym przypadku sprężarka zatłaczająca biogaz. Ciśnienie wtłaczanego biogazu ma znaczenie ze względu na zmienną wartość rozpuszczalności. Sterowanie w tym procesie może odbywać się również poprzez skracanie czasu wymiany masy gaz–ciecz,

Proces uzdatniania biogazu skupia się głównie na usuwaniu dwutlenku węgla (CO_2), siarkowodoru (H_2S), pary wodnej i innych pobocznych zanieczyszczeń. Ma to na celu uzyskanie wymaganych parametrów jakościowych biometanu.

- absorpcji chemicznej – w tej metodzie CO_2 absorbowany jest przez roztwór aminy. Biogaz przepływa w przeciwną stronę do roztworu aminy, ograniczając dzięki temu zużycie roztworu. Regeneracja absorbentu następuje w wysokiej temperaturze, następnie roztwór przesyłany jest ponownie do głównego zbiornika. W ramach tej metody można kontrolować czas reakcji i temperaturę w zbiorniku,
- adsorpcji zmiennociśnieniowej – proces składający się z czterech głównych etapów: adsorpcji, rozprężania, rege-

Optymalizacja procesów uzdatniania biogazu oraz wtlaczania biometanu



neracji i sprężania. Odbywa się z wykorzystaniem układu 4–12 zbiorników, tak aby utrzymać ciągły proces uzdatniania. Poprzez dobór odpowiednich warunków (ciśnienia, temperatury) naprzemiennie zachodzi proces adsorpcji na powierzchni ciała stałego i desorpcji CO₂. Proces ten odbywa się ze stałym monitoringiem zawartości metanu w biogazie (liczby Wobbego). Cykl powtarzany jest aż do otrzymania odpowiedniej zawartości CH₄. Metoda ta może być kontrolowana poprzez zmianę ciśnienia, temperatury i czasu trwania (liczba cykli). Zmiana ta ma również bezpośredni wpływ na zużycie energii przez sprężarki oraz ilość ciepła wymaganą w tym procesie,

- poprzez separację kriogeniczną – metoda wykorzystująca różnicę w temperaturach skroplenia CO₂ i metanu. Proces ten odbywa się pod wysokim ciśnieniem i przy niskiej temperaturze. Realizowany jest w kilku sekcjach składających się z kaskady sprężarek i wymienników ciepła bądź zaworów regulacyjnych. Liczba cykli, w których następuje chłodzenie, może być zmienna, wpływając przy tym na temperaturę i ciśnienie, a finalnie na zawartość CO₂ w biogazie. Optymalizacja liczby i parametrów cykli sprężania w procesie spowoduje zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną,
- poprzez separację membranową – proces wykorzystujący membrany, które szybciej przepuszczają małe cząstki, takie jak CO₂. Powoduje to rozdzielenie biogazu na dwa strumienie – bogaty w CO₂ (permeat), odbierany pod niskim ciśnieniem, oraz retentat, odbieramy pod wysokim ciśnieniem. Proces ten wymaga wysokiego ciśnienia oraz wykorzystania kilku membran w celu zwiększenia skuteczności usuwania

CO₂. Sterowanie może odbywać się poprzez wpływ na liczbę cykli (membran) oraz ciśnienie, regulowane z wykorzystaniem sprężarek.

W przypadku, gdy po realizacji procesu uzdatniania ciśnienie biometanu będzie niższe niż ciśnienie sieciowe, w celu dalszego wprowadzenia tego medium do sieci gazowych musi nastąpić proces sprężania i schładzania. Optymalne zarządzanie tymi procesami jest ważne w związku ze znacznym kosztem uruchomienia sprężarek oraz szkodliwością częstych cykli uruchamiania i zatrzymywania agregatów sprężających i chłodzących. Warunkami technicznymi, które potencjalnie będą wpływać na zarządzanie pracą zespołów do wtryskiwania biometanu, są dopuszczalne wartości ciepła spalania i liczby Wobbego, zawarte w odpowiednich rozporządzeniach. Ponieważ w większości istniejących i wypracowywanych regulacji europejskich dopuszczalne wartości tych parametrów znajdują się poniżej progu dopuszczalnego dla gazu wysokokalorycznego, ważnym aspektem jest dozowanie wtryskiwanego biometanu w takich ilościach, aby w sieciach tworzyła się mieszanina o parametrach zgodnych z aktualnymi regulacjami i zapisami w umowach z klientami końcowymi. Innymi ważnymi czynnikami technicznymi są przepustowość instalacji uzdatniania, ewentualna objętość zbiornika pośredniego do magazynowania biometanu oraz minimalne i maksymalne przepustowości agregatu sprężającego. W zależności od wymienionych powyżej warunków i ograniczeń optymalizator będzie mógł proponować optymalny harmonogram pracy agregatu sprężającego w celu minimalizacji kosztów jego uży-

Ważnym aspektem jest dozowanie wtryskiwanego biometanu w takich ilościach, aby w sieciach tworzyła się mieszanina o parametrach zgodnych z aktualnymi regulacjami i zapisami w umowach z klientami końcowymi.

cia oraz wydłużenia okresu jego żywotności. Dodatkowo, dla instalacji z planowaną pracą kilku agregatów optymalizator będzie mógł rozdzielać obciążenie między nimi w czasie rzeczywistym na podstawie zmierzonych wartości zużycia energii.

* * *

Uzdatnianie i wtryskiwanie biometanu do sieci gazowej jest jednym z kluczowych elementów gospodarki biogazowej. Odpowiednie kontrolowanie parametrów biometanu (liczby Wobbego, ciepła spalania czy zawartości odpowiednich składników) oraz dążenie do minimalizacji zużycia energii w tym procesie będą kluczowymi elementami. Wdrożenie narzędzia informatycznego zapewniającego wymienione powyżej funkcjonalności oraz możliwość zmiany parametrów online usprawnią pracę operatora, jednocześnie przynosząc większy zysk. Transition Technologies rozwija narzędzia wspomagające zarządzanie gospodarką biogazową zarówno z technicznego, jak i ekonomicznego punktu widzenia. Rozwijane produkty będą kompleksowo obsługiwać wszystkie wymagane procesy.

Severyn Dranchuk, kierownik ds. rozwoju biznesu Transition Technologies S.A., Piotr Błach, inżynier projektowy Transition Technologies S.A.

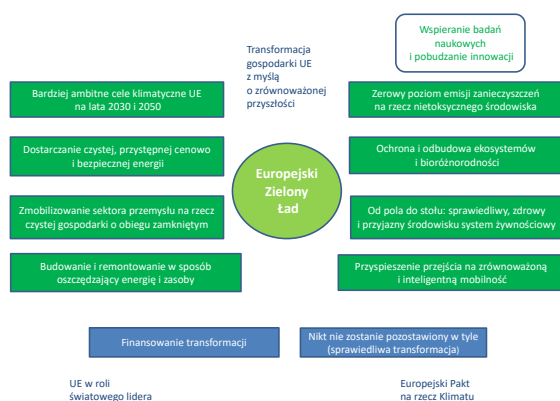
Biometan – czas na zielony gaz

Sylwia Koch-Kopyszko, Magdalena Rogulska

11 grudnia 2019 roku Ursula von der Leyen, przewodnicząca Komisji Europejskiej, przedstawiła ogólne założenia projektu reform polityki klimatycznej UE, zwane Europejskim Zielonym Ładem¹. Jest to plan działania na rzecz zrównoważonej gospodarki UE. Poza polityką *stricte* klimatyczną obejmuje on również propozycje dotyczące rolnictwa, gospodarki o obiegu zamkniętym, bioróżnorodności i zwalczania zanieczyszczeń.

Proponowana jest również zmiana celów pośrednich. Cel redukcji emisji do 2030 roku obecnie wynosi 40% w porównaniu z poziomem z 1990 roku, ale planuje się jego zwiększenie do 50 lub 55%. We wrześniu 2020 roku Komisja Środowiska PE poparła wprowadzenie obowiązku neutralności klimatycznej do 2050 roku zarówno na poziomie UE, jak i poszczególnych państw członkowskich. Jednocześnie europosłowie domagają się bardziej ambitnego celu na 2030 rok, wzywając do ograniczenia emisji o 60, zamiast – jak proponuje Komisja Europejska – o 50–55%.

Elementy Europejskiego Zielonego Ładu



Źródło COM(2019) 640 final

W swoich komunikatach Komisja Europejska podkreśla, że do osiągnięcia celu neutralności klimatycznej powinny przyczynić się wszystkie obszary polityki UE i wszystkie sektory powinny odegrać w tym swoją rolę. Dalsze obniżanie emisyjności systemu energetycznego ma kluczowe znaczenie dla osiągnięcia celów klimatycznych na lata 2030 i 2050. Ponad 75% emisji gazów cieplarnianych w UE pochodzi z produkcji i wykorzystania energii w różnych sektorach gospodarki. Sektor energetyczny w dużej mierze powinien bazować na źródłach odnawialnych, co dotychczas udało się uzyskać w UE w sektorze elektroenergetycznym. Potrzebna jest intensyfikacja działań w ciepłownictwie, transporcie, sektorze gazu i przemyśle.

W marcu 2020 roku opublikowany został wniosek ustawodawczy w sprawie europejskiego prawa o klimacie², zakładający osiągnięcie przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 roku. Art. 2 określa cel UE w zakresie neutralności klimatycznej – obejmujący wszystkie sektory i wszystkie gazy cieplarniane, nie tylko CO₂ – który ma zostać osiągnięty do 2050 roku całej Unii Europejskiej.

W 2020 roku KE będzie prowadziła działania pomagające obniżyć emisyjność sektora gazu, w tym poprzez zwiększenie pomocy na prace rozwojowe w dziedzinie gazów o niskiej emisyjności, opracowanie dalekowszerecznej koncepcji konkurencyjnego bezemisyjnego rynku gazu i rozwiązanie problemu emisji metanu związanych z energią.

Rozwój sektora **zielonego gazu z odnawialnych źródeł energii** (biogaz, biometan, metan syntetyczny, biowodór) stanowi jedną z możliwych odpowiedzi na powyższe problemy. Wykorzystywany obecnie zielony gaz to przede wszystkim biometan (biogaz uzdatniony do parametrów gazu ziemnego).

Zielone gazy, takie jak biometan, odegrają kluczową rolę w długoterminowym dążeniu do dekarbonizacji systemu energetycznego, zagospodarowania odpadów i przyczynieniu się do rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego GOZ.

Opracowanie zlecone przez DG ENER „Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure”, przygotowane przez Trinomics³ potwierdza wyniki przedstawione przez Navigant (*Gas for Climate: The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system*)⁴ oraz CERRE (*Future markets for renewable gases & hydrogen*), wskazujące, iż potencjał biometanu pochodzącego z fermentacji beztlenowej i zgazowania biomasy, możliwy do wyprodukowania w UE do 2050 roku, wynosi około 100–120 mld metrów sześciennych (około 1200–1400 TWh). W połączeniu ze zwiększoną efektywnością energetyczną i zielonym wodorem europejskie zasoby gazu mogą być w 100% odnawialne w 2050 roku. Wykorzystanie pełnego potencjału będzie wymagało znacznego przyspieszenia wdrażania produkcji gazu ze źródeł odnawialnych po konkurencyjnych kosztach.

Rozwój sektora biometanu w Europie

Raport statystyczny Europejskiego Towarzystwa Biogazu (EBA)⁵ podaje, że w 2018 roku w Europie pracowało łącznie

18 202 biogazowni, zainstalowana moc elektryczna w całej Europie wynosiła 11 082 MW oraz wyprodukowano 63 511 GWh biogazu. Najwięcej biogazowni znajduje się w Niemczech (ponad 11 tys. instalacji), Polska z 304 instalacjami znajduje się na 8. pozycji. Ciekawym przypadkiem są Czechy, które mają już 574 biogazowni, a w przeliczeniu na 1 mln mieszkańców (54) znajdują się na drugiej pozycji po Niemczech (138), Polska w przeliczeniu na 1 mln mieszkańców ma tylko 8 biogazowni i w tym zestawieniu zajmuje 24. miejsce.

W ostatnich latach sektor biometanu rozwija się dynamicznie – w 2018 roku w UE łącznie było 610 instalacji produkcji biometanu (przyrost o 13% w stosunku do 2017 roku), które wytworzyły 2,28 mld m³ biometanu (22 787 GWh). Najwięcej biometanowni znajduje się w Niemczech (200 instalacji), następnie w UK (93 instalacje), we Francji pod koniec 2018 roku było 76 instalacji oraz 73 instalacje w Szwecji.

Raport pt. „Stan wykorzystania gazów z odnawialnych źródeł energii w Europie” (D 6.1 *Mapping the state of play of renewable gases in Europe*), przygotowany w ramach projektu REGATRACE⁶, przedstawia ogólny zarys sytuacji w Europie, wraz z pogłębioną analizą rynków w państwach partnerów projektu. Projekt realizowany jest przez konsorcjum 15 partnerów z 10 państw: ISINNOVA (koordynator), CIB (IT), EBA, AIB, ERGaR, Fluxys (BE), RFGI (IE), DENA, DBFZ (DE), AGCS (AT), Elering (EE), UPEBI (PL), ARBIO (RO), NEDGIA (ES), Amber (LT).

Z opracowania skoordynowanego przez Europejskie Stowarzyszenie Biogazu (EBA) wynika, że w większości państw produkcja i zużycie biometanu są dobrze zbilansowane. Dania i Niemcy produkują więcej biometanu, niż zużywają, a nadwyżka produkcji jest eksportowana lub magazynowana. W Szwecji zużycie biometanu dwukrotnie przewyższa jego produkcję, ponieważ szwedzkie zachęty koncentrują się na konsumpcji, podczas gdy większość państw członkowskich ma tendencję do subsydiowania produkcji lub włączania biometanu do sieci gazowej.

Wdrożenie odpowiednich środków wsparcia ma zasadnicze znaczenie dla dalszego rozwoju sektora produkcji biometanu. Zarówno wielkość, jak i czas trwania wsparcia operacyjnego dla biometanu różnią się znacznie w poszczególnych krajach i regionach. Najczęstszym systemem wsparcia dla biometanu w Europie jest *feed-in tariff*, a następnie *feed-in premium* i zachęty podatkowe. Systemy kwotowe i wsparcie inwestycyjne są mniej popularne. W wielu krajach funkcjonuje więcej niż jeden rodzaj systemów wsparcia, które albo się uzupełniają, albo są różnicowane w zależności od końcowego zastosowaniu biometanu.

Wiele państw postrzega przejście na biometan jako interesującą alternatywę dla istniejących biogazowni, ponieważ może to pomóc w dekarbonizacji sieci gazu ziemnego.

Coraz więcej krajów przestawia się z dopłat do biogazu na biometan, a ponadto producenci biometanu mają większe szanse na niezależenie się od dopłat niż producenci biogazu, ponieważ końcowe obszary zastosowań, i tym samym możliwości rynkowe, są zdywersyfikowane.

W niektórych krajach sposoby końcowego wykorzystania biometanu są jasno określone i uregulowane. W Szwecji i we Włoszech głównym zastosowaniem końcowym jest transport, podczas gdy w Wielkiej Brytanii jest to ogrzewanie i chłodzenie. Większość biometanu w Szwecji jest wykorzystywana w sektorze transportu

ze względu na korzystny system wsparcia. We Włoszech wykorzystanie biometanu w sektorze transportu ułatwia istniejąca już infrastruktura i flota pojazdów napędzanych metanem.

Niektóre kraje wdrażają systemy rynkowe zamiast dotacji bezpośrednich. Na przykład Niemcy wdrożyły zobowiązania dla przedsiębiorstw paliwowych do realizacji celów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych określonych w polityce europejskiej, zwłaszcza w dyrektywie RED. Cele te mogą zostać osiągnięte dzięki np. biometanowi produkowanemu zgodnie z kryteriami rozwoju zrównoważonego. Podobny system działa w Holandii – przedsiębiorstwa paliwowe mogą tam kupować HBE (*Renewable fuel unit*) od producentów biometanu, aby spełnić obowiązek zastosowania odnawialnych źródeł energii w sektorze transportu w ramach RED.

Z ankiety przeprowadzonej w ramach REGATRACE wśród potencjalnych konsumentów wynika, że redukcja emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z gazem ziemnym jest tym aspektem, który ma największy wpływ na dokonywany przez nich wybór, istotne są też koszty produkcji, pochodzenie gazu i niezawodność dostawy gazu odnawialnego. Rodzaj substratów oraz czas trwania umowy odgrywają jedynie niewielką rolę w procesie decyzyjnym konsumentów.

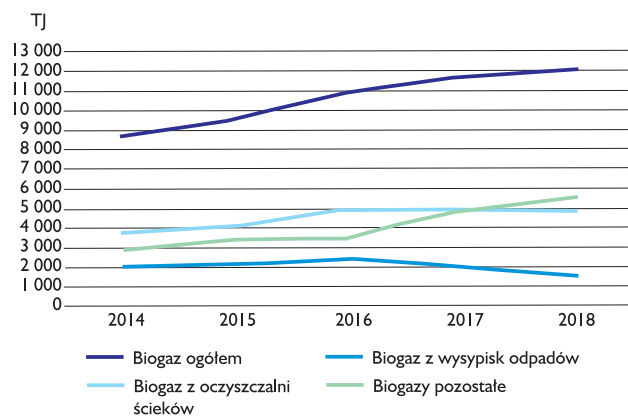
Biometan w Polsce

W Europie dynamicznie rozwija się sektor produkcji biometanu, natomiast w Polsce, nie licząc pilotażowo-badawczych instalacji, dotychczas nie zrealizowano żadnych instalacji do wytwarzania biometanu w celu wykorzystania go w energetyce po uprzednim wtłoczeniu do gazowej sieci dystrybucyjnej. Mechanizm wspierania takich przedsięwzięć został, co prawda, wprowadzony dla biogazowni rolniczych, ale uwarunkowania rynkowe bardziej sprzyjają rozwojowi biogazowni wyposażonych w jednostki kogeneracji do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.

Obecnie w Polsce na realizację czeka około 350 projektów biogazowych (średnia moc źródeł waha się od 0,50 do 1 MW) oraz 20 projektów biometanowych.

Jak pokazuje raport GUS „Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 roku” ilość biogazu wytwarzanego w Polsce systematycznie wzrasta: w 2018 roku pozyskano o 39,0% więcej biogazu w porównaniu z 2014 rokiem. Niestety, dynamika tego wzrostu w ostatnim czasie zmalała, co widać na rysunku 1, oraz co wynika

Rysunek 1. Pozyskanie biogazu w latach 2014–2018

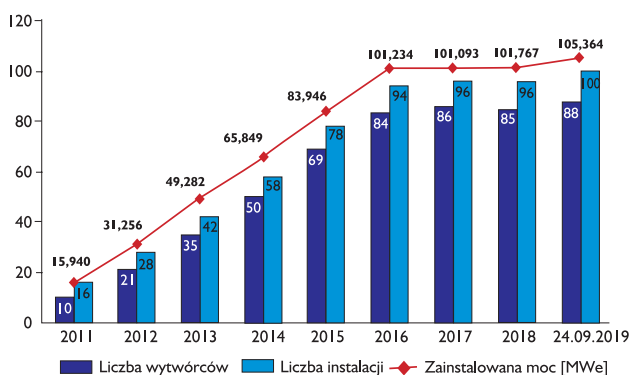


Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 roku, GUS 2019.

z raportów URE, wskazujących na to, że w latach 2017–2019 moc zainstalowana instalacji wykorzystujących biogaz utrzymuje się na podobnym poziomie (wzrost z 235,373 MW w 2017 roku do 239,009 MW na koniec czerwca 2019 roku).

Największy wzrost pozyskania wystąpił w grupie „biogazy pozostałe”, w której dominuje biogaz rolniczy (w 2018 roku prawie 97,8% w porównaniu z 2014 rokiem). Pozyskanie biogazu z oczyszczalni ścieków wzrosło w 2018 roku o 27,6% w porównaniu z 2014 rokiem, natomiast pozyskanie biogazu z wysypisk odpadów zmalało o 20,7% w porównaniu z 2014 rokiem. Spowolnienie tempa rozwoju rynku biogazowego potwierdzają dane KOWR, z których wynika, że od końca 2016 roku przybyło zaledwie 6 nowych biogazowni rolniczych.

Rysunek 2. Liczba wytwórców, instalacji i zainstalowana moc biogazowni rolniczych w latach 2011–2019



Źródło: KOWR, 2020.

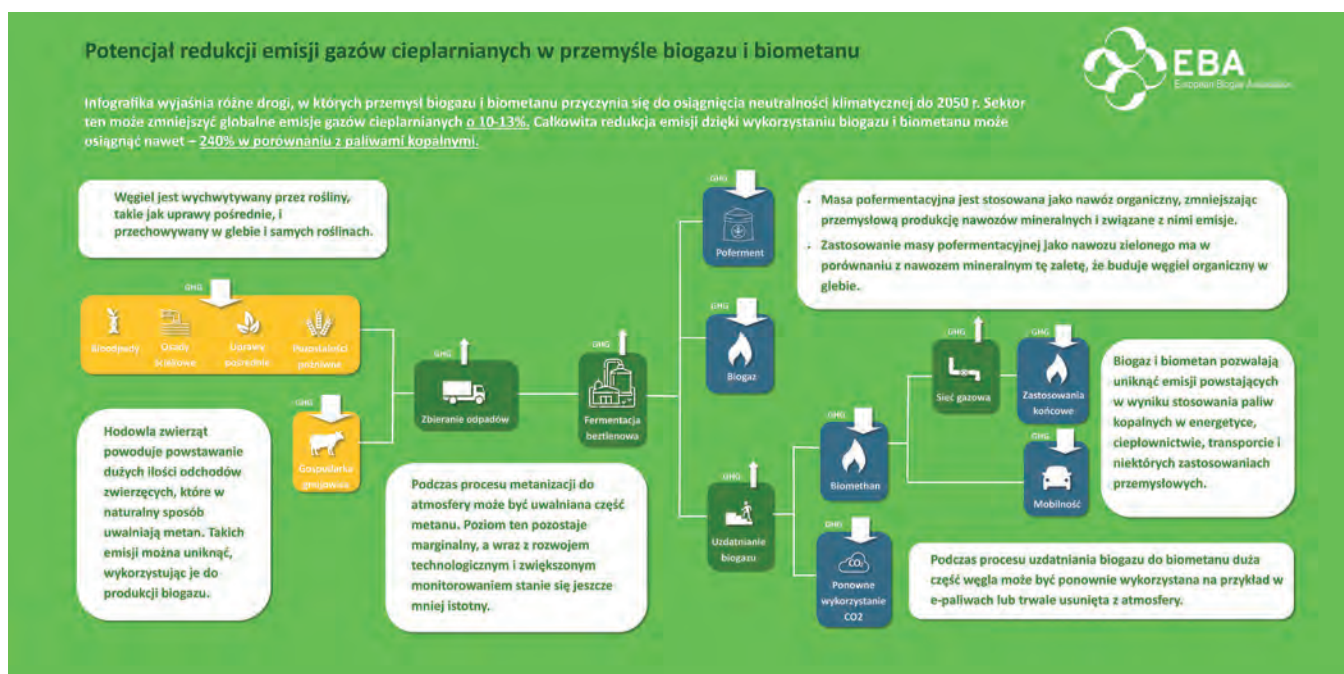
Głównymi przyczynami spowolnienia rozwoju rynku biogazowego w Polsce są niższy niż oczekiwany poziom wsparcia, szczególnie przez instytucje bankowe kredytuujące inwestycje, oraz mała świadomość społeczna na temat korzyści związanych z wykorzystaniem biogazu, a w konsekwencji wygaśnięcie pozwoleń administracyjnych oraz warunków przyłączeń. Ważnym ograniczeniem

jest także niestabilne prawo. Jasne uwarunkowania prawno-administracyjne mogłyby stać się impulsem do budowy nowych instalacji na szeroką skalę, z korzyścią dla środowiska i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Biogaz potrzebuje dobrego impulsu do rozwoju i wyraźnego sygnału ze strony rządu, że Polsce zależy na utylizacji milionów ton bioodpadów rocznie oraz własnej produkcji energii w CHP, a w przyszłości także biometanu. Biogazownie mogą stać się ważnym elementem lokalnych systemów klastrowych i spółdzielni energetycznych dzięki swojej stabilnej pracy i możliwych dostawach gazu, energii elektrycznej oraz ciepła, jak również dostaw zeroemisyjnego nawozu organicznego. Należy też pamiętać o ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych, które dla tych instalacji przedstawia się bardzo korzystnie ze względu na wykorzystanie odpadów. W związku z tym są ważnym elementem układów gospodarki obiegu zamkniętego GOZ.

Zdaniem UPEBI, scenariusze rozwoju biogazowni w perspektywie 2030+ powinny uwzględniać:

- mikrobiogazownie prosumenckie,
- biogazownie wyposażone w jednostki kogeneracji do pracy ciągłej przy współpracy z siecią zawodową średniego napięcia,
- biogazownie wyposażone w jednostki kogeneracji do pracy dynamicznej przy współpracy z siecią zawodową średniego napięcia (bilansowanie systemu),
- biogazownie zintegrowane z magazynem energii i/lub biogazu w celu bilansowania lokalnych źródeł energii (pogodowych) w granicach spółdzielni energetycznych lub klastrów energii,
- biogazownie zintegrowane z siecią zawodową gazową dystrybucyjną (biometan) lub z siecią gazową lokalną (sieci wyspowe),
- biogazownie wytwarzające biometan na cele transportowe (poprzez sieć gazową lub dystrybucję bezpośrednią).

Barierą jest m.in. brak specjalnych dedykowanych systemów wsparcia dla biometanu sieciowego, który uniemożliwia rozwój biogazowni z instalacjami do uzdatniania biogazu. Podobnie jest z wykorzystaniem biogazu/biometanu do celów transportowych.



Źródło: EBA

Sytuację poprawiłoby tu pilne wprowadzenie odpowiednich przepisów wykonawczych do ustawy o biopaliwach.

Propozycje legislacyjne do nowelizacji ustawy o OZE w zakresie wprowadzania biogazu do sieci zostały opracowane przez powołany przy Ministerstwie Energii zespół roboczy koordynowany przez UPEBI i przekazane ministerstwu już w czerwcu 2019 roku.

Zaproponowano dwojakie rozwiązania w zakresie biogazowni włączających biogaz do sieci:

- biogaz w sieci dystrybucyjnej – beneficjentem tego rozwiązania będą instalacje mające dostęp do infrastruktury gazowej (gazociągów dystrybucyjnych). Narzucane przez operatorów gazowych wysokie parametry jakościowe determinują konieczność wcześniejszego uzdatnienia biogazu zawierającego około 50% metanu nawet do zawartości powyżej 92% metanu,
- biogaz wtłoczony do gazociągu bezpośredniego – jest to rozwiązanie mające stworzyć podwaliny pod budowę zdecentralizowanych gazociągów na obszarach, na których istnieje duże zapotrzebowanie na gaz, a mimo to występują braki w infrastrukturze (zwłaszcza na terenach wiejskich). Instalacja wytwórcy (biogazownia) będzie mogła zawrzeć stosowną umowę z odbiorcą końcowym na zakup odpowiednich partii paliwa. Zarówno ilość, jak i jakość sprzedawanego biogazu będzie określana indywidualnie między stronami umowy. Przewiduje się, iż biogaz wtłaczany do gazociągu bezpośredniego będzie w większości przypadków wykorzystywany w celach grzewczych (np. ogrzewanie budynków inwentarskich), toteż na ogół nie będzie wymagane jego uzdatnienie do tak wysokich parametrów, jak w przypadku podłączenia do sieci dystrybucyjnej. Jednak należy pamiętać o tym, iż tego typu biogazownie będą obciążone wysokimi nakłada-

mi inwestycyjnymi spowodowanymi koniecznością budowy całej infrastruktury gazowej od podstaw. Wsparcie systemowe powinno być naliczane na podstawie stałej ceny, której wysokość będzie determinowana ilością wprowadzonego biogazu do gazociągu bezpośredniego, ponieważ wysokość stałej ceny będzie malała wraz ze wzrostem liczby kolejnych partii wprowadzonego biogazu.

Te rozwiązania wpisują się w ogólnoświatowy trend, w którym obok tradycyjnych biogazowni wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem pojawiają się coraz częściej instalacje, które opierają swoją działalność również na produkcji biometanu.

Sylwia Koch-Kopyszko, Magdalena Rogulska, Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego

¹ Komunikat Komisji Europejskiej – Europejski Zielony Ład, COM(2019) 640 final z 11 grudnia 2019 roku.

² 2020/0036 (COD) rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady, ustanawiające ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmieniające rozporządzenie UE 2018/1999 (Europejskie Prawo o Klimacie).

³ *Trinomics for DG Energy report, Impact of the use of biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure.*

⁴ *Navigant – Gas for Climate report, The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system.*

⁵ EBA 2020, *European Biogas Association Statistical Report: 2019 European Overview*, Brussels, Belgium, January 2020.

⁶ REGATRACE (*REnewable GAs TRAded Centre in Europe* www.regatrace.eu) jest współfinansowane przez Komisję Europejską w ramach programu Horyzont 2020. Celem tego projektu jest opracowanie i wdrożenie efektywnego systemu handlu opartego na emisji i obrocie gwarancjami pochodzenia (GoO) dla biometanu.

Komentarz korporacyjny do strategii biometanowej

Marcin Nocoń

Na początku 2020 roku Zarząd PGNiG w odpowiedzi na zmieniające się warunki makroekonomiczne spowodowane zobowiązaniami wynikającymi z Europejskiego Zielonego Ładu podjął decyzję o uruchomieniu działań zmierzających do budowy nowego rynku paliwa odnawialnego – biometanu. Uznano, że ten niewykorzystywany dotychczas w Polsce substytut gazu ziemnego daje szansę na rozwój GK PGNiG.

Ponadto uznano, że od nowa powinno się zdefiniować model pozyskiwania gazu ziemnego i w znacznie większym stopniu niż dotychczas należy oprzeć działalność na zasobach krajowych. Biometan pozwala spełnić powyższe założenia. Produkowany przez polskie firmy, przy użyciu krajowej bazy surowcowej, podnosi bezpieczeństwo funkcjonowania gospodarki i może być stymulatorem jej rozwoju.

Rozproszenie źródeł powstawania paliwa oraz możliwość skrócenia drogi jego dostawy od miejsca powstawania do wyko-

rzystania to kolejne ewidentne zalety rozwoju rynku biometanu w Polsce. Zgodnie z dostępnymi badaniami oszacowano możliwy poziom produkcji biometanu w Polsce na około 4 mld m³ rocznie, co w przybliżeniu odpowiada rocznemu krajowemu wydobyciu gazu ziemnego.

Wprowadzenie do sieci 4 mld m³ biometanu wytwarzanego z dostępnych surowców rolno-spożywczych i odpadowych znacząco poprawi strukturę bilansu gazu w Polsce poprzez zwiększenie wykorzystania zasobów krajowych. Skutkować

będzie zmniejszeniem zapotrzebowania na import gazu ziemnego, a tym samym poprawą bezpieczeństwa energetycznego kraju. Biometan i krajowe wydobycie może docelowo stanowić od 30 do 40% zapotrzebowania na paliwo gazowe w Polsce.

2 lutego 2021 roku Rada Ministrów przyjęła „Politykę energetyczną Polski do 2040 roku” (PEP 2040), w której określony został CEL SZCZEGÓŁOWY 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii, zgodnie z którym: „w 2030 roku osiągnięta zostanie zdolność transportu sieciami gazowymi mieszanej zawierającej około 10% gazów zdekarbonizowanych”, czyli wodoru i biometanu.

Należy pamiętać, że w ramach Europejskiego Zielonego Ładu Komisja Europejska postanowiła przeznaczyć znaczące fundusze na zmianę dotychczasowego modelu gospodarczego poprzez wsparcie energetyki odnawialnej, przebudowę sektora energetyki i rozwój gospodarki obiegu zamkniętego. Jednocześnie otwarcie mówi się o konieczności stopniowego wycofywania się krajów członkowskich UE z używania paliw kopalnych, w tym gazu ziemnego. Zapowiadane jest znaczące ograniczenie lub wręcz wstrzymanie finansowania inwestycji związanych z rozbudową sieci gazowych oraz instalacji wykorzystujących paliwo gazowe.

Powyższe działania skłoniły Zarząd PGNiG do intensyfikacji prac nad opracowaniem strategii budowy rynku biometanu w Polsce. Ponieważ Grupa Kapitałowa PGNiG jest największą firmą w Polsce zajmującą się wydobyciem i obrotem gazu ziemnego (a PSG jako Narodowy Operator Sieci Dystrybucyjnej dostarcza gaz ziemny do ponad 97% odbiorców tego paliwa), uznano że mamy wszelkie podstawy do tego, aby bardzo mocno zaistnieć również na rynku biometanu.

W Polsce rynek biogazu jest stosunkowo niewielki, a biometanu na skalę przemysłową nie wytwarza się wcale. To stwarza szansę na rozwinięcie i zagospodarowanie tego przyszłościowego rynku.

W ostatnich miesiącach w PGNiG przeanalizowano funkcjonowanie rynku biometanu w Europie wraz z przyjętymi rozwiązaniami technicznymi i legislacyjnymi oraz zebrano doświadczenia krajów, które wcześniej zdecydowały się na rozwój tego rynku. Podjęte działania pozwoliły na wyciągnięcie wniosków i zaproponowanie rozwiązań umożliwiających dynamiczny rozwój tego sektora.

Dokonano również analizy przyczyn niedostatecznego rozwoju branży biogazowej w naszym kraju. Pomimo potencjału surowcowego porównywalnego z potencjałem Niemiec, w Polsce działa niewiele ponad 100 tzw. biogazowni rolniczych, a w Niemczech ponad 10 000.

Pierwsza z zidentyfikowanych przyczyn takiego stanu rzeczy to historyczny brak stabilnej i długoterminowo działającej legislacji. W związku z tym PGNiG zaangażował się w prace przy zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii. Prace te toczą się pod auspicjami Ministerstwa Klimatu i Środowiska, a jednym z jego widocznych efektów jest przygotowana przez ministerstwo nowelizacja ww. ustawy, która w najbliższym czasie trafi do konsultacji społecznych.

Ponadto, wypracowano propozycję zmiany zapisów w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, które po wejściu w życie zapewnią możliwość zatłaczania do sieci gazowych biometanu jako biokomponentu. Celem tego działa-

nia jest umożliwienie wykorzystywania biometanu do redukcji emisji w branży paliwowej, a co za tym idzie – wykorzystania go w realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego.

Prowadzony jest stały dialog z ministerstwem. W listopadzie podpisany został „List intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego”. Prace nad porozumieniem sektorowym toczą się bardzo intensywnie. Powołano siedem grup roboczych:

- ds. lokalnych sieci dystrybucyjnych biogazowych,
- ds. bio-LNG i bio-CNG oraz zatłaczania biometanu do krajowej sieci dystrybucyjnej gazu,
- ds. łańcucha dostaw oraz *local content*,
- ds. bioodpadów oraz nawozowego wykorzystania substancji pofermentacyjnych,
- ds. identyfikowania barier ograniczających rozwój rynku biogazu i biometanu oraz propozycji ich zniesienia,
- ds. mechanizmów wspierających i promocyjnych, w tym rozwoju kadr i systemu kształcenia,
- ds. systemu handlu uprawnieniami do emisji.

W każdej z tych grup roboczych przedstawiciele GK PGNiG aktywnie uczestniczą. Celem ich działania jest zapewnienie, by wypracowane sektorowe porozumienie było impulsem do rozwoju przemysłu biometanowego w Polsce, tak aby stał się on znaczącym segmentem polskiej gospodarki. Jednocześnie GK PGNiG przygotowywana jest do odegrania kluczowej roli w tym procesie.

Oczywiście, oprócz działań prowadzonych w ramach współpracy z Ministerstwem Klimatu i Środowiska prowadzone są prace mające na celu określenie standardów technicznych dotyczących procedur wydawania warunków przyłączenia oraz zawierania umów przyłączeniowych. Te prace prowadzone są przede wszystkim przez Polską Spółkę Gazownictwa.

W PSG prowadzone są również prace mające przygotować tę organizację do współpracy z mającymi powstać nowymi źródłami wytwórczymi paliwa gazowego, jakimi będą biometanownie. Toczą się prace koncepcyjne umożliwiające zwiększenie chłonności sieci gazowych poprzez:

- łączenie poszczególnych stref chłonności w większe,
- wykonywanie instalacji „odwracających” przepływ gazu, czyli sprężania i zatłaczania paliwa gazowego z gazociągów o niższym ciśnieniu do gazociągów o ciśnieniu wyższym.

W PSG w postaci regulacji wewnętrznej w styczniu 2021 roku wprowadzono „Zbiór wytycznych w zakresie wymagań technicznych i technologicznych przyłączenia do sieci gazowej instalacji wytwarzających biometan”.

Dokument ten ujednotacza metodykę postępowania przy analizach możliwości przyłączenia biometanowni do sieci gazowej i proces przygotowania decyzji w odpowiedzi na wpływające do spółki wnioski od potencjalnych inwestorów. Wytyczne obejmują zagadnienia dotyczące wszystkich istotnych obszarów biznesowych zaangażowanych w przygotowanie decyzji lub informacji dotyczącej możliwości przyłączenia biometanowni do sieci gazowej, tj. świadczenie usługi dystrybucyjnej, rozwoju transportu gazu czy zarządzania majątkiem sieciowym.

Aby umożliwić określanie i wydawanie ubiegającym się o nie podmiotom warunków przyłączenia oraz w celu wypracowa-

nia jednolitego standardu parametrów biometanu, który może w bezpieczny sposób zostać zatłoczony do sieci gazowej, w maju 2020 roku został zatwierdzony do stosowania, opracowany przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, Standard ST-IGG-3501: 2019 „Wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej”. W tym standardzie przedstawiono zasady dokonywania pomiarów jakości biometanu włączanego do sieci gazowych oraz określono parametry jakościowe, jakie to paliwo musi spełniać.

Na podstawie tego opracowania przygotowano projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Projekt tego rozporządzenia określa parametry jakościowe biometanu wprowadzanego do sieci gazowych.

Drugim wnioskiem z przeprowadzonych analiz rynku biometanu w Europie jest konieczność wskazania pewnego i możliwego do określenia zapotrzebowania na biometan. Zgodnie z ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych podmioty zobowiązane do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego mogą wykorzystywać biometan do osiągnięcia celów redukcji emisji. Szacowane zapotrzebowanie branży paliwowej to około 800 mln m³/rok.

Ponadto, poprzez dekarbonizację gospodarki i z tym związane nieuniknione wzrosty kosztów pozyskania certyfikatów emisji CO₂, w najbliższych latach należy spodziewać się gwałtownego odwrótu od paliw kopalnych w stronę energii z OZE – w tym biometanu.

Biometan – jako pełnoprawny odpowiednik gazu ziemnego – będzie mógł być również wykorzystywany w wielu gałęziach przemysłu.

Dodatkowo, biometan może stanowić surowiec do wytwarzania biowodoru, a także stanowić, w „połączeniu” z istniejącymi sieciami gazowymi oraz magazynami gazu, magazyn energii wykorzystywany do stabilizowania krajowego systemu elektroenergetycznego w sytuacji rosnącego udziału niestabilnych OZE i wyłączania kolejnych bloków węglowych.

Biorąc powyższe pod uwagę, Zarząd PGNiG podjął decyzję o uruchomieniu projektu, który miał określić model biznesowy zaangażowania GK PGNiG w produkcję, dystrybucję i obrót biometanem.

Prace zespołu projektowego trwały kilka miesięcy i przy współpracy doradcy technologicznego opracowano optymalny model zaangażowania GK PGNiG w rynek biometanu. Przebadano wiele modeli biznesowych i po przeprowadzonych analizach uznano, że optymalny jest model franczyzowy. Pozwala on – z jednej strony – kreować rynek, a z drugiej minimalizuje ryzyko dla GK PGNiG.

Aby ten model mógł zacząć funkcjonować, musi zostać spełnionych kilka warunków. Przede wszystkim GK PGNiG musi posiadać technologię do zaoferowania partnerom biznesowym. Musi dostarczyć im pełen pakiet usług dodatkowych, łącznie z długoterminowymi umowami handlowymi. Bardzo ważnym elementem tego modelu, a jednocześnie specyfiką działalności na rynku biometanu, są właśnie umowy handlowe. Obecni klienci spółek obrotu nie są zainteresowani podpisywaniem umów długoterminowych. W przypadku biometanowni jest odwrotnie – jednym z naj-

częściej pojawiających się postulatów potencjalnych inwestorów jest tak zwana bankowalność projektów. Podstawą do zapewnienia finansowania są długoterminowe umowy na zakup biometanu. Grupa Kapitałowa PGNiG dysponuje pakietem wzorów umów dla inwestorów – swoich franczyzobiorców.

W toku prac projektowych i badawczych, przy udziale Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego, opracowano kompletną technologię wytwarzania biometanu. W okresie najbliższych dwóch lat powstaną instalacje badawczo-rozwojowe służące jako demonstratory technologii i miejsce prowadzenia prób, opracowywania wzorów współpracy z siecią oraz doskonalenia rozwiązań technicznych.

W ramach współpracy franczyzowej GK PGNiG zapewni kontrahentom pakiet franczyzowy zawierający:

- projekt budowlany z prawomocną decyzją o pozwoleniu na budowę,
- podręcznik operacyjny wraz z pakietem szkoleń,
- komplet umów umożliwiający funkcjonowanie biometanowni.

Partner wyposażony w powyższe narzędzia będzie mógł bez zwłoki przystąpić do budowy biometanowni, a następnie do produkcji biometanu. Zgodnie z założeniami, franczyzobiorcy będą mogli korzystać z pomocy GK PGNiG na każdym etapie procesu budowlanego oraz w fazie eksploatacji biometanowni.

Aby powyższe działania mogły być realizowane, konieczne było powołanie spółki celowej w GK PGNiG, która po przejęciu know-how stworzonego w trakcie prac projektowych operacyjnie będzie wdrażać w życie opracowaną strategię. Taka spółka rozpocznie działalność w najbliższym czasie.

Działalność spółki celowej skoncentrowana będzie na realizacji inwestycji w modelu franczyzowym, jednak możliwe będą również inne formy współpracy z potencjalnymi kontrahentami.

W okresie najbliższych pięciu lat GK PGNiG powinna podpisać ponad 300 umów franczyzowych, aby jednak było to możliwe, konieczne jest zaangażowanie wszystkich spółek Grupy Kapitałowej. Niezbędne jest stałe podnoszenie świadomości naszych pracowników, że biometan jest naszą przyszłością, a jednocześnie koniecznością. Wiele wskazuje na to, że tendencje, o których wspominałem na początku tekstu, doprowadzą do bardzo głębokich zmian na rynku paliw i jeśli dzisiaj nie znajdziemy swojego miejsca na tym rynku, to jutro może być na to za późno. Zarząd PGNiG jest bardzo mocno zmotywowany, aby nie dopuścić do tego, by rola GK PGNiG w najbliższych latach została zmarginalizowana. Jesteśmy przekonani, że możemy doprowadzić do dalszego rozwoju naszej firmy i jedną z dróg do tego celu jest udział w rozwoju rynku biometanu w Polsce. Pamiętajmy, że jeszcze kilkanaście lat temu nie wyobrażaliśmy sobie funkcjonowania naszej gospodarki bez węgla, teraz takie założenie staje się naszą codziennością. Problemy przedsiębiorstw górniczych powinny być dla nas nauką i ostrzeżeniem. Musimy być mądrzy przed szkodą i wyciągnąć wnioski zanim będzie za późno.

Marcin Nocoń, kierownik biogaz – biometan, PGNiG SA

Spis treści wydania specjalnego

- 4 **Dobre praktyki rozwoju rynku biometanu – lekcje dla Polski i Europy**
Aleksander Gabryś, Krzysztof Dzięciołowski, EY Polska
- 7 **Perspektywy rozwoju rynku gazu vs Europejski Zielony Ład**
Prof. Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska
- 10 **Perspektywy rozwoju sektora biometanu w Polsce**
Jerzy Baehr, Maciej Szambelańczyk, Kancelaria WKB
- 12 **Biometan jako alternatywa dla transformacji polskiego gazownictwa**
Dr Adam Węgrzyn, Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu
- 14 **Europejski Zielony Ład, zielony gaz, zielona gospodarka**
Paweł Majewski, prezes zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
- 16 **Czy biometan pomoże wykorzystać potencjał polskiego rolnictwa?**
Jan Sakławski, Karolina Wcisło-Karczewska, Kancelaria Brysiewicz i Wspólnicy
- 19 **Technologie wytwarzania biogazu**
Prof. Jacek Dach, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
- 22 **Substraty do produkcji biogazu i biometanu**
Mgr inż. Patrycja Pochwatka, Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie,
dr inż. Jakub Pulka, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
- 24 **Technologie oczyszczania biogazu do jakości biometanu**
Kamil Kozłowski, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
- 28 **Elektrociepłownia na biogaz, czyli zielona energia w gminie**
Marcin Orłowski, Polska Grupa Biogazowa
- 30 **Inwestycje biogazowe a protesty i opór społeczny**
Mgr inż. Patrycja Pochwatka, Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie,
prof. dr hab. Wojciech Czekala, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
- 32 **Możliwości i bariery prawne wykorzystania biogazu rolniczego i biometanu na potrzeby realizacji przez Polskę celów OZE**
Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński, Kancelaria Prawna Wawrzynowicz i Wspólnicy
- 38 **Poferment z biogazowni jako nawóz rolniczy**
Dr hab. Alina Kowalczyk-Juško, inż. Aleksandra Misztal, Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie
- 40 **Wprowadzenie biogazu (biometanu) do sieci gazowej – szanse i zagrożenia**
Dr Andrzej Barczyński, Politechnika Poznańska, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
- 47 **Optymalizacja technicznych procesów uzdatniania biogazu oraz wtlaczania biometanu do sieci gazowych**
Severyn Dranchuk, Piotr Błach, Transition Technologies S.A.
- 49 **Biometan – czas na zielony gaz**
Sylwia Koch-Kopyszko, Magdalena Rogulska, Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego
- 52 **Komentarz korporacyjny do strategii biometanowej**
Marcin Nocoń

Na okładce: Biogazownia Polskiej Grupy Biogazowej, Dzierżki, województwo podlaskie



Izba Gospodarcza Gazownictwa powstała z inicjatywy przedsiębiorców z sektora gazowniczego; istnieje od stycznia 2003 roku.

Misją IGG jest kreowanie wspólnoty firm członkowskich operujących na rynku gazu ziemnego, obejmującym m.in. wydobywanie, obrót i sprzedaż gazu, dystrybucję i magazynowanie, a także sprzedaż produktów i usług wykorzystywanych w przemyśle gazowniczym i energetycznym.

IGG reprezentuje interesy gospodarcze zrzeszonych w niej firm wobec organów państwowych, samorządowych, społecznych, międzynarodowych (w tym Unii Europejskiej) oraz instytucji naukowych.

IGG aktywnie uczestniczy w tworzeniu i nowelizacji wszystkich istotnych dla branży gazowniczej aktów prawnych, w tym dokumentów normalizacyjnych oraz programów dotyczących rozwoju branży gazowniczej.

IGG opracowuje niezbędne branżowe ekspertyzy, analizy i studia pomocne w wypracowaniu strategicznych programów rozwoju szeroko rozumianego rynku energii. W tym celu w strukturze IGG powołane zostały zespoły ekspertów wyspecjalizowanych w konkretnych obszarach tematycznych.

Zespół Dobrych Praktyk wypracował „Kodeks dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej”. Kodeks jest zbiorem spójnych zasad i regulacji koniecznych dla prawidłowej współpracy stron w procesie przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych.

Kluczowym obszarem zainteresowania ekspertów IGG jest Europejski Zielony Ład – plan działania na rzecz zrównoważonej i zeroemisyjnej gospodarki Unii Europejskiej. Pracują oni w powołanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska grupach roboczych ds. rozwoju rynku biometanu, rynku bio-LNG i bio-CNG, wypracowania odpowiedniego sposobu jego organizacji oraz optymalnych mechanizmów wsparcia. IGG organizuje specjalistyczne warsztaty dotyczące technicznych aspektów współpracy i funkcjonowania dystrybucyjnej sieci gazowej zasilanej z rozproszonych instalacji odnawialnych źródeł energii (biometanowni). Eksperti IGG aktywnie uczestniczą w wypracowaniu polskiej strategii wodorowej, której projekt został już ogłoszony.

Wśród wielu inicjatyw IGG (branżowe szkolenia, konferencje czy sympozja) istotnym wydarzeniem, odbywającym się co dwa lata, jest Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, skupiający branżowych ekspertów, przedstawicieli polskiego rządu, organów unijnych, urzędów centralnych, wyższych uczelni i stowarzyszeń technicznych. Dotychczas odbyło się siedem kongresów.

Bardzo ważne są Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej Expo-Gas, odbywające się co dwa lata w Kielcach, które miały już X edycję i stały się najważniejszą i największą imprezą targową dla sektora gazowniczego w Polsce.

Jednym z najważniejszych zadań IGG jest działanie w zakresie bezpieczeństwa technicznego i bezpieczeństwa pracy. Zajmuje się tym powołany w 2007 roku Komitet Standardu Technicznego (KST). Standaryzacja techniczna IGG prowadzona jest w celu ujednoczenia wymagań działalności technicznej i usług w branży gazowniczej poprzez stosowanie uznanych reguł technicznych lub rozwiązań organizacyjnych.

Standardy techniczne zastępują normy zakładowe i wykorzystywane są w polskich normach i ogólnie obowiązujących przepisach technicznych. Działalność standaryzacyjna IGG jest unikalną w Polsce inicjatywą samorządu gospodarczego. W ramach działań KST wydawane są: „Wytyczne Techniczne”, a także „Biuletyn Techniczny”, cyklicznie prezentujący szeroki i uaktualniony zakres przepisów technicznych.

IGG jest organizatorem prestiżowych studiów Master of Business Administration (MBA), prowadzonych we współpracy z Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów oraz Instytutem d'Administration des Entreprises Aix-en-Provence Marsilia.

IGG jest wydawcą ukazującego się od 2004 roku „Przeglądu Gazowniczego”, kwartalnika branżowego poświęconego szeroko rozumianemu rynkowi gazowemu w Polsce i na świecie. Pismo publikuje analizy i komentarze dotyczące regulacyjnych i prawnych aspektów funkcjonowania rynku oraz analizy ekonomiczne rynku, omawia też problemy techniczne i technologiczne ważne dla systemów gazowniczych.

Przy IGG działają Sąd Arbitrażowy oraz Ośrodek Mediacji Gospodarczej.