



**Raport 2024**

# Od gazu ziemnego do biometanu

## Dekarbonizacja polskiego gazownictwa

# Od gazu ziemnego do biometanu Dekarbonizacja polskiego gazownictwa

Recenzja: Prof. dr hab. inż. Jakub Kupecki,  
Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

Autorzy: Dr Marcin Sienkiewicz – kierownictwo merytoryczne  
Maciej Burny  
Prof. dr hab. inż. Jacek Dach  
Aleksandra Pinkas  
Remigiusz Nowakowski  
Dr inż. Agata Romanowska  
Urszula Zajęc



© Copyright by Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych.  
Wszelkie prawa zastrzeżone.  
Wrocław, wrzesień 2024 r.  
ISBN: 978-83-959718-6-0



European  
Climate  
Foundation

Projekt w ramach grantu przyznanego przez European Climate Foundation. Odpowiedzialność za informacje i poglądy w nim przedstawione spoczywa na autorach. European Climate Foundation nie ponosi odpowiedzialności za wykorzystanie jakichkolwiek zawartych lub wyrażonych w nim treści.

Dr Marcin Sienkiewicz  
Maciej Burny  
Prof. dr hab. inż. Jacek Dach  
Aleksandra Pinkas  
Remigiusz Nowakowski  
Dr inż. Agata Romanowska  
Urszula Zając

## **Od gazu ziemnego do biometanu** **Dekarbonizacja polskiego gazownictwa**



Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych

WROCLAW Wrzesień 2024

## SPIS TREŚCI

Słowo wstępne	6
Executive summary	10
Wykaz skrótów	14
Wprowadzenie	17
<b>Rozdział 1.</b>	
Biometan - charakterystyka	21
1.1. Parametry jakościowe, cechy fizykochemiczne	21
1.2. Technologie	22
1.3. Zastosowania biometanu	27
1.3.1. Dekarbonizacja z wykorzystaniem biometanu	29
<b>Rozdział 2.</b>	
Ramy polityczno-legislacyjne produkcji biometanu w Polsce	33
2.1. Biometan w strategii klimatycznej Unii Europejskiej	34
2.2. Biometan w strategii energetycznej i klimatycznej Polski	37
2.3. Unijne i krajowe prawodawstwo	39
2.4. Ewolucja polskiego prawodawstwa	39
<b>Rozdział 3.</b>	
Rozwój produkcji biometanu w Unii Europejskiej – studium przypadków	45
3.1. Europejski sektor biometanu	45
3.2. Niemcy	53
3.3. Francja	55
3.4. Dania	60
3.5. Republika Czeska	63
3.6. Obserwowane tendencje	66
<b>Rozdział 4.</b>	
Potencjał produkcyjny i zapotrzebowania na biometan w Polsce	71
4.1. Kategorie substratu	71
4.1.1. Biogaz rolniczy	72
4.1.2. Biogaz komunalny	75
4.1.3. Biogaz wysypiskowy	76
4.2. Polski wolumen substratu w ujęciu geograficznym	76
4.3. Szacowanie wielkości i struktury potencjalnego popytu	79
4.4. Realizacja inwestycji w produkcję biometanu	81

**Rozdział 5.**

Uwarunkowania infrastrukturalne produkcji biometanu w Polsce	87
5.1. Aktualny stan sieci dystrybucyjnych w Polsce	90
5.2. Charakterystyka techniczna sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego w Polsce w kontekście udostępniania jej dla biometanu	92
5.3. Działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego w zakresie zwiększenia chłonności sieci niskiego i średniego ciśnienia	96
5.4. Potencjalni odbiorcy biometanu	97
5.5. Znaczenie wysokosprawnej kogeneracji w systemie ciepłowniczym opartym na paliwie gazowym odnawialnym lub jego mieszkaniu z paliwem kopalnym	101
5.6. Analiza istniejących oraz planowanych jednostek kogeneracyjnych w systemie polskiego ciepłownictwa i elektrociepłownictwa	103
5.7. Analiza trendów demograficznych w aspekcie urbanizacji obszarów antropogenicznych w perspektywie najbliższych 30 lat	106

**Rozdział 6.**

Zagadnienia ekonomiczne	111
6.1. Założenia do analizy ekonomicznej	111
6.2. Ekonomia produkcji energii elektrycznej z biogazu/biometanu	114
6.3. Ekonomia produkcji ciepła z biogazu/biometanu	119
6.4. Wpływ biometanu na redukcję emisji CO <sub>2</sub> sektora elektroenergetycznego w Polsce w perspektywie 2030 r.	121
Podsumowanie	129
Bibliografia	132
Biogramy autorów	138

## Słowo wstępne od Miłosza Motyki, Podsekretarza Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska



Szanowni Państwo,

Na wstępie pragnę wyrazić niezmierną wdzięczność wszystkim osobom działającym na rzecz propagowania oraz rozwoju produkcji biometanu w Polsce. W szczególności pragnę podziękować autorom niniejszego raportu za opracowanie, które przybliży zainteresowanym podmiotom, decydom, jak również wszystkim tym, którzy sięgną po tę lekturę, zagadnienie biometanu w Polsce.

Gdy piszę te słowa, w Polsce nie działa jeszcze żadna instalacja wytwarzająca biometan, co stanowi swoisty obraz tego jak ogromna praca czeka nasze Państwo i przedsiębiorców w kwestii rozwoju zdolności produkcji tego paliwa. Nie możemy sobie pozwolić na utrzymywanie się obecnej sytuacji, ponieważ wszyscy nasi zachodni i południowi sąsiedzi dysponują instalacjami do produkcji biometanu, czerpiąc z nich korzyści i wzmacniając swoje gospodarki już dzisiaj. Polska nie może dalej pozostawać biometanową pustynią, chociażby ze względu na drzemiący w naszym kraju potencjał – zgodnie z różnymi szacunkami potencjał do produkcji biometanu w Polsce waha się od 5 do 8 mld m<sup>3</sup> rocznie. Biorąc pod uwagę prognozy mówiące o zapotrzebowaniu w 2029 r. na gaz ziemny na poziomie 21-30 mld m<sup>3</sup> rocznie, krajowy potencjał produkcji biometanu może pokryć nawet 1/3 rocznego zapotrzebowania na błękitne paliwo! Wykorzystanie tego potencjału będzie stanowiło kolejny krok milowy na drodze do uniezależnienia polskiego sektora energetycznego od importowanych paliw kopalnych, tym samym zwiększając bezpieczeństwo całej naszej gospodarki i obywateli. Zdolność do produkcji krajowego zamiennika gazu ziemnego będzie wpływać również na ceny energii, chroniąc przed wykorzystywaniem gazu ziemnego jako broni wymierzonej w naszą gospodarkę przez kraje eksportujące błękitne paliwo.

Jednakże, biometan to nie tylko jeden z kluczy do niezależności energetycznej kraju – jest także jednym z elementów ograniczających negatywny wpływ ludzkości na klimat i środowisko naturalne. Biometan będąc oczyszczonym biogazem składa się głównie z metanu ( $\text{CH}_4$ ) przez co charakteryzuje się bardzo niską emisją gazów cieplarnianych podczas spalania. Co więcej, niektóre ze ścieżek produkcji biometanu mogą sprawić, że będzie on charakteryzował się ujemną emisyjnością gazów cieplarnianych w cyklu życia, co oznacza nie tyle neutralny, co pozytywny wpływ na klimat. Kolejnym pożądanym aspektem biometanu jest fakt, że jego produkcja wpisuje się znakomicie w filozofię gospodarki cyrkularnej poprzez możliwość wykorzystania substratów rolniczych takich jak gnojowica, które jako poferment mogą być dalej wykorzystane w rolnictwie jako nawóz, oraz odpadów (w tym komunalnych i rolniczych). Zatem, produkując biometan możemy zyskać nie tylko odnawialny nośnik energii, ale korzyścią jest tu maksymalizacja wykorzystania substratów, które w innym wypadku byłyby potraktowane jako odpad.

Aby wykorzystywać biometan w polskim miksie energetycznym nie trzeba realizować ekstensywnych inwestycji w infrastrukturę do przesyłu i wykorzystania tego paliwa. Dzięki swojemu podobieństwu do gazu ziemnego biometan może być wtłaczany do istniejącej infrastruktury gazowej i być wykorzystywany stosownie do potrzeb: do zasilania pieców gazowych, spalania w instalacjach produkujących energię elektryczną i ciepłą, czy do napędzania pojazdów z silnikami dostosowanymi do korzystania z CNG lub LNG. Dzięki takiej charakterystyce rozwój rynku biometanu może być bardzo dynamiczny, gdyż na biometan czeka chłonny rynek krajowy przy jednoczesnym istnieniu infrastruktury umożliwiającej przesył. Jednak nie oznacza to, że nie istnieją żadne bariery rozwojowe – rozwiązania wymagają chociażby problemy takie jak wypowość, która charakteryzuje rozmieszczenie biometanowni (przez co są oddalone od sieci gazowych), czy wysokie nakłady inwestycyjne jakie należy ponieść przy realizacji tego typu instalacji.

Nie ulega wątpliwości, że rozwój zdolności produkcyjnych biometanu leży w interesie Polski, a tym samym wszystkich jej mieszkańców. Aby wdrażać skuteczne, przemyślane i poparte dowodami działania potrzebne są rzetelne i obiektywne analizy. W mojej ocenie niniejszy raport jest właśnie taką analizą – stanowiącą swoiste kompendium wiedzy na temat biometanu i jego uwarunkowań w polskich realiach prawnych i rynkowych. Dlatego serdecznie zachęcam wszystkich zainteresowanych do zapoznania się z tym opracowaniem, które jest kolejną cegiełką tworzącą fundament dla efektywnego rozwoju rynku biometanu w Polsce.

Życzę udanej i owocnej w konkluzje lektury!

*Miłosz Motyka, Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska*

## Słowo wstępne od Remigiusza Nowakowskiego, prezesa zarządu DISE



Szanowni Państwo,

oddajemy w Państwa ręce kolejny raport DISE Energy, poświęcony tematyce roli paliw gazowych w transformacji energetycznej „Od gazu ziemnego do biometanu. Dekarbonizacja polskiego gazownictwa”. Tym razem poddaliśmy kompleksowej analizie potencjał wykorzystania biometanu w Polsce, jako paliwa alternatywnego wobec gazu ziemnego. Niniejsze opracowanie jest rezultatem projektu, realizowanego przez DISE Energy we współpracy z European Climate Foundation i przy tej okazji pragnę serdecznie podziękować zespołowi ECF za wsparcie oraz bardzo dobrą i twórczą współpracę. W poprzednich opracowaniach koncentrowaliśmy się na analizie zasadności wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w procesie transformacji energetycznej w Polsce. Po ataku Rosji na Ukrainę, i wywołanym w konsekwencji kryzysie energetycznym, zmaterializowały się istotne ryzyka związane z uzależnieniem Europy od dostaw gazu z kierunków wschodnich, a kwestia bezpieczeństwa dostaw stała się priorytetem. W odpowiedzi Komisja Europejska zaproponowała w pakiecie REPowerEU ambitne cele dotyczące wykorzystania paliw odnawialnych, w tym biometanu, jako paliwa lokalnego i alternatywy dla gazu ziemnego. Takie podejście, oparte na dywersyfikacji dostaw i wykorzystaniu lokalnych zasobów oraz synergii sektorów rolnictwa i energetyki, jest kluczowe również z punktu widzenia Polski, która dotychczas większość gazu ziemnego na cele energetyczne pozyskiwała w Rosji.

Jesteśmy przekonani, co potwierdza również analiza przeprowadzona w naszym opracowaniu, że Polska ma bardzo dobre warunki do rozwoju i produkcji biometanu oraz jego wykorzystania w procesie dekarbonizacji wielu sektorów gospodarki. Dla-



tego też podjęliśmy próbę sformułowania strategicznych kierunków działań niezbędnych do rozwoju tego podsektora OZE. Mamy głęboką nadzieję, że wnioski z naszego raportu będą wykorzystane przez polski rząd w procesie aktualizacji strategicznych dokumentów, dotyczących polityki energetycznej i klimatycznej oraz posłużą do sformułowania polityki sektorowej, mającej na celu systemowe wsparcie dla efektywnego wytwarzania energii z biometanu w Polsce.

W ciągu ostatnich 20 lat wiele mówiło się o potencjale, jaki posiada w Polsce biogaz rolniczy, a kolejne rządy tworzyły ambitne plany wykorzystania go w energetyce. Niestety, skończyło się głównie na założeniach i deklaracjach. Tymczasem w krajach Unii Europejskiej, takich jak Niemcy, Dania, Francja czy Czechy, rozwój biometanu stał się realnym programem gospodarczym, w efekcie którego powstały setki biogazowni oraz biometanowni. Kluczowe czynniki sukcesu rozwoju tego sektora w wymienionych państwach zostały syntetycznie omówione w niniejszym raporcie.

Biometan jako gaz wytworzony z surowców odnawialnych, spełnia kryteria taksonomiczne „zrównoważonego rozwoju”, a pod względem cech fizykochemicznych nadaje się wprost do zastąpienia gazu ziemnego. Generacja energii elektrycznej z biometanu w powiązaniu z innymi źródłami „zielonej energii”, takimi jak elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, pozytywnie wpływa na zwiększenie elastyczności podaży energii z OZE z uwagi na możliwość stabilnej produkcji niezależnej od pory dnia i roku, a także od warunków pogodowych.

Biometan jest cennym i ograniczonym zasobem, który docelowo powinien być wykorzystywany głównie do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła bezpośrednio na potrzeby odbiorców końcowych. W ten sposób energia z biometanu może realnie przyczynić się do dekarbonizacji miksu energetycznego Polski oraz do zaspokojenia rosnącego popytu wynikającego z elektryfikacji wielu sektorów gospodarki. Aby tak się jednak stało, potrzebne są konkretne rozwiązania, które stworzą ramy regulacyjne oraz zapewnią efektywne wsparcie finansowe dla pobudzenia inwestycji w początkowej fazie tego procesu. Ponadto produkcja biometanu pozytywnie wpłynie na transformację sektora rolnego i w perspektywie długoterminowej zapewni dodatkowe transfery finansowe dla rolników, którzy będą mogli uzyskać wymierną korzyść wynikającą z optymalnego ekonomicznie wykorzystania odpadów z produkcji rolnej na cele energetyczne.

Życzę Państwu przyjemnej lektury naszego raportu, a decydentów zapraszam do skorzystania z prezentowanych w raporcie dobrych praktyk i rekomendacji, których wdrożenie pomoże stworzyć w Polsce dobrze funkcjonujący podsektor energetyki, opartej na biometanie!

Z wyrazami szacunku

*Remigiusz Nowakowski, prezes zarządu Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych*

## Executive summary

W ramach planu REPowerEU Komisja Europejska zaproponowała przyspieszenie transformacji energetycznej oraz zwiększenie udziału energii odnawialnej w miksie energetycznym krajów Unii Europejskiej. Jednym z założeń tego planu jest produkcja i wykorzystanie 35 mld m<sup>3</sup> biometanu do 2030 r. oraz nowe partnerstwo przemysłowe na rzecz biometanu, aby „wspierać osiągnięcie celu i stworzyć warunki wstępne do dalszego rozwoju do 2050 r.”. Biorąc pod uwagę zidentyfikowany potencjał dla rozwoju biometanu, Polska może wnieść istotny wkład w realizację tego celu.

Biometan może zastąpić paliwa kopalne w wielu sektorach, zmniejszając w ten sposób emisję gazów cieplarnianych (GHG) i bezpośrednio przyczyniając się do transformacji energetycznej. Ponadto, wykorzystanie fermentatu jako nawozu dodatkowo zmniejsza emisję gazów cieplarnianych przez zastąpienie produkcji nawozów syntetycznych.

Biometan produkowany w państwach UE pozwoli zmniejszyć zależność od importu gazu, poprawić bezpieczeństwo energetyczne Europy, zredukować koszt emisji CO<sub>2</sub> negatywnie wpływający na ceny energii z paliw kopalnych i realnie ograniczać poziom ubóstwa energetycznego. Istnieje znaczny potencjał ekonomiczny, który można uzyskać, produkując europejską formę „zielonego gazu” wytwarzanego przy użyciu europejskiej technologii.

W wyniku analizy przeprowadzonej w niniejszym opracowaniu można sformułować także następujące kluczowe konkluzje:

- Przyszłość polskiego sektora energetycznego, w tym podsektora gazownictwa w największym stopniu determinowana jest przez aktualną politykę klimatyczną Unii Europejskiej, wyrażonej w dwóch strategiach: European Green Deal oraz REPowerEU. W świetle przyjętych w tych strategiach założeń i celach, tradycyjny model gazownictwa oparty jedynie na surowcu kopalnym będzie musiał ulec głębokiej transformacji prowadzącej do absorpcji gazów odnawialnych.
- Zaufanie do gazu ziemnego jako bezpiecznego źródła energii, zostało poważnie podważone w konsekwencji kryzysu energetycznego z lat 2021-2022. Dominujące w zaopatrzeniu rynku krajowego dostawy importowanego paliwa gazowego, pomimo rozbudowanej w ostatnich latach infrastruktury transportowej, będą nadal obciążone ryzykiem geopolitycznym. Jego zmniejszeniu służyć będzie maksymalne wykorzystanie krajowych zasobów energetycznych, w tym biogazu rolniczego, z którego efektywnie produkować można biometan. Unikalne cechy sektora biometanu sprawiają, że jest on cennym źródłem energii dla lokalnych społeczności energetycznych i wspiera dywersyfikację zaopatrzenia z wykorzystaniem zasobów odnawialnych w oparciu o lokalne łańcuchy dostaw.
- Sprawą wymagającą podjęcia szybkich działań w najbliższych latach jest konieczność zmniejszenia śladu węglowego w produktach wytwarzanych przez polski przemysł. Komisja Europej-

ska wprowadzi bowiem obowiązek określania na towarach ich śladu węglowego. Takie działania podejmują z własnej inicjatywy paneuropejskie sieci handlowe, które już teraz żądają towarów z niskim lub zerowym śladem węglowym. Stawia to firmy działające w Polsce niezwykle trudnym położeniu, ponieważ na ślad węglowy ogromny wpływ ma emisyjność wykorzystywanej w produkcji energii elektrycznej i gazu. Wykorzystanie biometanu powinno pomóc w rozwiązaniu tego problemu.

- Biometan może zatem w znaczącym stopniu pomóc w osiągnięciu przez Polskę celów związanych z dekarbonizacją przemysłu oraz sektora energetycznego, w tym gazowego, a za jego pośrednictwem także innych sektorów gospodarki. W warunkach polskich biometan, dzięki posiadanym cechom fizykochemicznym, w najszybszy sposób może zastępować gaz kopalny, prowadząc do ograniczenia jego zużycia. Biometan pozyskiwany na bazie krajowych zasobów biomasy przyczyni się także poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski, zmniejszając zależność od importowanego paliwa gazowego.
- Polska posiada odpowiednią bazę surowcową dla rozwoju produkcji biometanu w postaci biomasy będącej odpadem pochodzącym z produkcji rolnej m.in. w postaci obornika, gnojowicy czy słomy kukurydzianej. To właśnie w oparciu o taki substrat, a nie uprawę roślin energetycznych, powinna rozwijać się produkcja biometanu w Polsce, co należałoby uregulować już w początkowej fazie rozwoju rynku tego surowca. Biometan można wytwarzać z organicznych odpadów domowych, odpadów przemysłowych, pozostałości rolniczych i zrównoważonych form biomasy. To nie tylko zapewnia skuteczne rozwiązanie w zakresie gospodarowania odpadami, ale także promuje gospodarkę o obiegu zamkniętym poprzez przekształcanie materiałów odpadowych w cenne źródła energii. Kluczowym czynnikiem dla wykorzystania biometanu na dużą skalę jest spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju.
- W perspektywie kilkunastu lat możliwa do osiągnięcia produkcja biometanu w Polsce może wynieść 3,2 mld m<sup>3</sup> rocznie (ok. 33,7 TWh rocznie), co odpowiada ok. 10% celu postawionego w REPowerEU. Podana wielkość jest realnym do osiągnięcia poziomem produkcji biometanu. Polska posiada jeden z najwyższych potencjałów do produkcji biometanu w Europie. Biorąc pod uwagę ścisłe powiązanie z sektorem rolniczym, produkcja biometanu może sprzyjać nowym możliwościom zatrudnienia i rozwojowi gospodarczemu regionów wiejskich. Wskazany wolumen produkcji biometanu nie pozwoli jednak na całkowitą eliminację gazu ziemnego w perspektywie krótkoterminowej, a zatem pełną dekarbonizację sektora gazowniczego. Rozwój produkcji biometanu i jego wprowadzenie do obiegu gospodarczego nie może być zatem traktowane jako jedyne i kompletne rozwiązanie służące dekarbonizacji i poprawie bezpieczeństwa energetycznego. W scenariuszu transformacji gazownictwa musi być także uwzględniony wodór odnawialny oraz proces ograniczania wykorzystania paliwa gazowego poprzez elektryfikację przemysłu oraz transportu.
- Produkcja biometanu obejmuje oddzielenie czystego CO<sub>2</sub> biogenicznego od metanu. Ten CO<sub>2</sub> pochodzenia biologicznego może zastąpić CO<sub>2</sub> pochodzący z paliw kopalnych, potrzebny w różnych zastosowaniach przemysłowych i przyczyniać się do usuwania gazów cieplarnianych.
- Uwzględniając znaczące, choć skończone możliwości produkcji biometanu w Polsce, należy ustalić najbardziej racjonalne z ekologicznego i ekonomicznego punktu widzenia sposoby jego

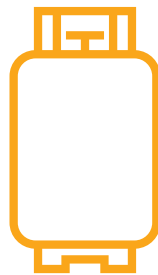
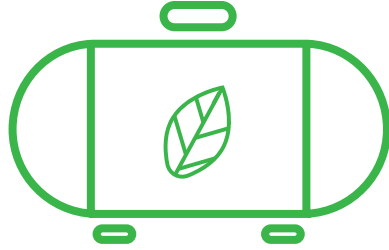
wykorzystania. Przykłady wybranych państw Unii Europejskiej, w których produkcja biometanu rozwija się od kilkunastu lat wskazują, że jednym ze sposobów zagospodarowania biometanu jest jego udostępnienie odbiorcom przyłączonym do istniejącej sieci dystrybucyjnej i przesyłowej gazu ziemnego. Dzięki temu ekologiczne paliwo będzie mogło dotrzeć do elektrowni i elektrociepłowni wykorzystujących aktualnie kopalny gaz ziemny. W ten sposób biometan będzie także mógł się przyczynić do obniżenia emisyjności polskiego sektora ciepłownictwa systemowego. Takie podejście powinno być wykorzystane w perspektywie krótkoterminowej (ok. 10 lat) kiedy to wciąż w znacznym stopniu wykorzystany jest gaz ziemny zarówno na cele energetyczne jak i w transporcie (np. autobusy CNG).

- W perspektywie długoterminowej (2035-2050) dominować powinno wykorzystanie biometanu w sposób możliwie najbardziej efektywny przez końcowych odbiorców energii w postaci gazu. Biometan jest rzadkim zasobem, dlatego każde końcowe jego zastosowanie, które można wykorzystać do produkcji energii elektrycznej powinno być preferowane. Możliwym końcowym zastosowaniem biometanu, które obecnie nie jest wykorzystywane, jest produkcja ciepła o wysokiej temperaturze dla przemysłu, np. para technologiczna. Jednym z kluczowych zastosowań biometanu w dłuższej perspektywie powinno być bezpośrednie wytwarzanie energii elektrycznej dla pokrycia zwiększonego zapotrzebowania na energię z OZE w lokalnych systemach elektroenergetycznych generowanego przez:
  - » pompy ciepła (dekarbonizacja indywidualnych źródeł ciepła);
  - » sektor transportu indywidualnego i miejskiego (samochody elektryczne oraz autobusy elektryczne).
- Zwiększenie skali produkcji energii elektrycznej z biometanu będzie również wspierać rozwój innych - pogodozależnych źródeł OZE, jakimi są elektrownie wiatrowe i fotowoltaika. Stały dostęp do substratu w postaci biomasy pozwoli na produkcję energii o stałym profilu, co pozytywnie wpłynie na bilansowanie lokalne i w lepszy sposób odpowiadać będzie profilowi zapotrzebowania na energię ze strony odbiorców. Biometan może także być czasowo przechowywany w zbiornikach, a więc wykorzystywany jako swoisty magazyn energii, którą wytwarzać można w silnikach gazowych lub turbinach gazowych w sytuacji niedoboru energii z innych źródeł OZE. Jednym z modeli, w jakich można prowadzić rozwój technologii biometanowych jest wykorzystanie tej technologii w lokalnych klastrach energii oraz spółdzielniach energetycznych zwłaszcza na terenach wiejskich. W procesie produkcji biometanu naturalnie generowany jest fermentat, tj. organiczny nawóz, który może być stosowany w rolnictwie jako zamiennik nawozów syntetycznych.
- Rozwój sektora biometanowego w Polsce pozostaje wciąż na bardzo wczesnym etapie. Działające instalacje biogazowe nie są jeszcze dostosowywane do produkcji biometanu. Pomimo formalnych możliwości przyłączenia zakładu biometanowego do sieci dystrybucyjnej i dużego zainteresowania inwestorów taką możliwością, do momentu opublikowania Raportu nie odnotowano takiego zdarzenia. Do końca 2024 r. ma być uruchomiona i podłączona do sieci pierwsza, pilotażowa biometanownia zbudowana przez Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu. Jedną z barier rozwoju sektora biometanowego jest skomplikowany proces uzyskiwania pozwoleń w procesie inwestycyjnym, który można przyspieszyć poprzez ustanowienie specjalnych stref dla rozwoju biometanowni na obszarach z dużą ilością surowców i istniejącą infrastrukturą sieci gazowej, przeznaczonych na zrównoważoną produkcję biometanu.

- Kolejnym istotnym wyzwaniem jest zapewnienie odpowiedniego poziomu opłacalności inwestycji w rozwój biometanowni, co wiąże się z poziomem kosztów produkcji biometanu oraz energii z niego pochodzącej. Z obliczeń dokonanych w raporcie wynika, iż koszt energii elektrycznej ze źródeł biometanowych przy cenie biometanu 65 EUR/MWh (oszacowanej przez ekspertów DNV) dla 2035 r. w Polsce jest porównywalne z uśrednionym LCOE źródeł gazowych przy cenie gazu na poziomie 50 EUR/MWh oraz cenie emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 70 EUR/tCO<sub>2</sub>, co czyni biometan atrakcyjną ekonomiczną alternatywą dla gazu ziemnego w związku z zakładanymi wzrostami cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w EU ETS, znacznie powyżej przyjętego poziomu 70 EUR za tonę CO<sub>2</sub>. Kluczowa dla konkurencyjności biometanu w wytwarzaniu energii elektrycznej jest przyszła cena gazu ziemnego. Przy stosunkowo niskich cenach gazu ziemnego (ok. 30 EUR/MWh) konwencjonalne instalacje gazowe pozostają tańsze od biometanowych nawet przy wysokich cenach CO<sub>2</sub>.
- Biometan wprowadzany do sieci gazowniczej może także posłużyć do dekarbonizacji sektora ciepłowniczego. Zakładamy, że ciepło systemowe wytworzone z biometanu powinno utrzymać konkurencyjność w przeciwieństwie do źródeł wytwórczych o mocy powyżej 20 MW, które są obecnie objęte EU ETS. Przy cenie emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 70 EUR/tona oraz spalaniu w elektrociepłowniach objętych EU ETS 100% gazu ziemnego, wytwarzane ciepło obciążone będzie dodatkowym kosztem CO<sub>2</sub> w wysokości ok. 10 EUR/MWh, natomiast przy cenie emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 145 EUR/tona koszt CO<sub>2</sub> w ciepłe będzie wynosił już ponad 20 EUR/MWh. Osiągnięcie konkurencyjności ciepła z biometanu w źródłach nieobjętych EU ETS nastąpi w momencie zrównania się cen biometanu i gazu ziemnego, alternatywnie jeśli obniżony zostanie próg mocy zainstalowanej instalacji objętych systemem EU ETS.
- Mając na uwadze aktualny poziom cen energii elektrycznej w Polsce dla miksu paliwowego, w którym wciąż ok. 60% stanowi energia z paliw kopalnych, przede wszystkim węgla, konieczne jest wdrożenie mechanizmu zachęt w postaci zorganizowanego systemu wsparcia, dla biometanu, którego konkurencyjność będzie z czasem się zwiększać. Istotnym źródłem wsparcia w perspektywie krótkoterminowej powinny być między innymi środki pochodzące z funduszy europejskich przeznaczonych na przyspieszenie transformacji energetycznej oraz dekarbonizację. Dlatego zasadnym wydaje się stworzenie dedykowanego programu operacyjnego dla rozwoju biometanowni w Polsce.
- Biorąc pod uwagę potrzeby dekarbonizacyjne polskiej gospodarki oraz dzielący ją w tym zakresie dystans od wielu gospodarek europejskich należy rozważyć opracowanie dedykowanej biometanowi strategii sektorowej, zawierającej konkretnie postawione cele, horyzonty czasowe, listę interesariuszy z przypisanymi im zadaniami oraz źródłami finansowania, a także jej skorelowanie z dokumentami strategicznymi - Polityką Energetyczną Polski oraz Krajowym Planem na Rzecz Energii i Klimatu.

## Wykaz skrótów

<b>CAKE</b>	- Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych
<b>CHP</b>	- gazowe jednostki kogeneracyjne
<b>CNG</b>	- sprężony gaz ziemny (ang. compressed natural gas)
<b>DISE</b>	- Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych
<b>EU ETS</b>	- Europejski System Handlu Emisjami (ang. Emissions Trading System)
<b>ESG</b>	- E - środowisko, S - społeczna odpowiedzialność, G - ład korporacyjny (ang. environmental, social responsibility, corporate governance)
<b>EZŁ</b>	- Europejski Zielony Ład
<b>FIP</b>	- mechanizm dopłaty na z góry ustalonym poziomie do uzyskanej na rynku ceny (ang. feed in premium)
<b>FIT</b>	- system taryf gwarantowanych dla energii z OZE (ang. feed in tariff)
<b>GHG</b>	- gazy cieplarniane (ang. greenhouse gases)
<b>GOs</b>	- gwarancje pochodzenia (ang. Guarantees of Origin)
<b>KPEiK</b>	- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
<b>KE</b>	- Komisja Europejska
<b>KOBIZE</b>	- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
<b>LCOE</b>	- wyrównany koszt energii (ang. levelized cost of electricity)
<b>LNG</b>	- skroplony gaz ziemny (ang. liquefied natural gas)
<b>PEP2040</b>	- Polityka Energetyczna Polski do 2040
<b>PSA</b>	- ciśnieniowa absorpcja zmiennościowa
<b>PSG</b>	- Polska Spółka Gazownictwa
<b>RRF</b>	- Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności
<b>ONZ</b>	- Organizacja Narodów Zjednoczonych
<b>OSD</b>	- Operator Systemu Dystrybucyjnego
<b>OSP</b>	- Operator Systemu Przesyłowego
<b>OZE</b>	- odnawialne źródła energii
<b>NCBR</b>	- Narodowe Centrum Badań i Rozwoju
<b>NEMO</b>	- Nominowany Operator Rynku Energii (ang. Nominated Electricity Market Operator)
<b>TGE</b>	- Towarowa Giełda Energii
<b>UE</b>	- Unia Europejska
<b>UPP</b>	- Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
<b>UPPZ</b>	- uboczne produkty pochodzenia zwierzęcego
<b>VSA</b>	- próżniowa adsorpcja zmiennościowa



An aerial photograph of a farm or agricultural facility. In the foreground, there are several large, white, dome-shaped greenhouses. To the left, there are several buildings, including a large barn-like structure. The farm is surrounded by green fields and trees. In the background, a line of wind turbines is visible against a hazy sky. The entire image has a green color overlay.

# Wprowadzenie





## Wprowadzenie

Niniejszy raport zatytułowany „Dekarbonizacja polskiego gazownictwa. Od gazu ziemnego do biometanu” jest kontynuacją i rozwinięciem przeprowadzonych w latach 2020-2022 przez Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych (DISE) analiz i badań nad rolą paliwa gazowego w kontekście transformacji energetycznej oraz uwarunkowań geopolitycznych<sup>1</sup>. Sektor gazowy w Polsce, a także w całej Unii Europejskiej, funkcjonuje obecnie w otoczeniu polityczno-regulacyjnym kształtowanym przede wszystkim przez dążenia i oczekiwania o charakterze proklimatycznym. Wyrazem tego kierunku jest ogłoszony przez Komisję Europejską w 2019 r. dokument Europejski Zielony Ład (ang. European Green Deal), który zawiera aktualną politykę klimatyczną Unii Europejskiej. Potwierdzenie celów klimatycznych UE znalazło się także w strategii REPowerEU z 2022 r. W świetle wyrażonych w tych strategiach dążeń, głębokie zmiany w funkcjonowaniu sektora gazu ziemnego, prowadzące do jego neutralności klimatycznej, wydają się nieuchronne. Dodatkowym elementem wywierającym presję na współczesne gazownictwo i cały rynek gazu jest utrzymujące się ryzyko przerwania ciągłości dostaw, związane z toczącymi się w środowisku międzynarodowym konfliktami na czele z wojną rosyjsko-ukraińską. Konflikty polityczne, a także konflikty zbrojne są zjawiskami na stałe wpisanymi w funkcjonowanie relacji międzynarodowych, a w związku z tym permanentnie generującymi zakłócenia w międzynarodowym handlu i transporcie gazu ziemnego oraz innych towarów. Sprostaniu tym wyzwaniom powinna pomóc odpowiednia strategia dla polskiego gazownictwa, która będzie w stanie pogodzić realizację celów klimatycznych z wypełnieniem potrzeb w zakresie bezpieczeństwa rynku.

Najnowszy Raport sporządzony przez ekspertów DISE należy traktować jako merytoryczny wkład w publiczną dyskusję zmierzającą do ustalenia odpowiedniej ścieżki transformacyjnej polskiego gazownictwa. Publikacja zawiera zatem propozycję określonego kierunku działań, którego realizacja powinna prowadzić do zmiany, obowiązującego przez wiele dziesięcioleci jednorodnego modelu branży gazowniczej, opartej wyłącznie na surowcu kopalnym, na rzecz zdekarbonizowanego i multipaliwowego sektora. Docelowo w tym nowym modelu dominującą rolę pełnić mają gazy nieemisyjne. W przekonaniu DISE, nośnikiem takiej pożądanej zmiany w pierwszej kolejności będzie produkowany na bazie

1 DISE w latach 2020-2022, przy wsparciu European Climate Foundation opracowało i opublikowało dwa raporty: *Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce*, Wrocław 2020 r., *Gaz ziemny zakładnikiem geopolityki*, Wrocław 2022 r. W pierwszym raporcie ukazane zostało pomostowe znaczenie paliwa gazowego w realizacji prowadzącej do neutralności klimatycznej. Natomiast w drugim raporcie ukazana została podatność europejskich rynków gazu na ryzyka geopolityczne, których materializacja doprowadziła do gwałtownego kryzysu energetycznego obejmującego całą Unię Europejską.

krajowych zasobów biometanu. Przyjęcie powyższej tezy nastąpiło w oparciu o wypracowane w ramach wcześniej prowadzonych prac badawczych ustalenia i wynikające z nich przesłanki:

- a. W konsekwencji wdrażania polityki klimatycznej UE tradycyjne gazownictwo oparte na monokulturze gazu ziemnego będzie ewoluowało w kierunku sektora multipaliwowego, w którym gazy odnawialne, w tym biometan, będą odgrywały coraz większe znaczenie.
- b. Rozwój produkcji biometanu w Polsce wpisuje się w aktualne plany Unii Europejskiej wobec sektora gazowego. W strategii REPowerEU, będącej odpowiedzią na kryzys energetyczny, wyznaczono cel produkcji na poziomie 35 mld m<sup>3</sup> biometanu rocznie do 2030 r., co przekłada się na wzrost jego produkcji o 18 mld m<sup>3</sup> w porównaniu do wielkości prognozowanych w planie „Fit for 55”. Zgodnie założeniami przyjętymi w projekcie tzw. pakietu gazowego UE do 2050 r., biogaz, biometan, wodór odnawialny i niskoemisyjny oraz metan syntetyczny mają uzyskać 2/3 udziału w strukturze unijnego miksu gazowego.
- c. Upowszechnienie biometanu w gospodarce, z uwagi na posiadane przez ten gaz cechy fizykochemiczne może być przeprowadzone przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury gazowniczej, co sprzyjać powinno przyspieszeniu całego procesu oraz ograniczeniu jego kosztów.
- d. Polska posiada odpowiedni potencjał do uruchomienia i rozwoju produkcji biometanu na dużą skalę. Rozwój tej nowej dziedziny produkcji sprzyjać będzie osiągnięciu stanu neutralności klimatycznej przez polską gospodarkę i jednocześnie pozytywnie wpłynie na wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, zmniejszając jego zależność od importowanego gazu ziemnego.

Raport oparty został na analizie formalnej (przegląd dokumentów strategicznych UE i Polski), analizie porównawczej (prezentacja strategii i rozwiązań systemowych wspierających produkcję biometanu w wybranych państwach UE), a także dorobku nauk ekonomicznych oraz wiedzy i statystyki z zakresu funkcjonowania gospodarki rolnej w Polsce. Zawarta w raporcie wieloaspektowa oraz interdyscyplinarna analiza, ujęta w ramy łącznie siedmiu rozdziałów, posłużyła przede wszystkim przeprowadzeniu wieloaspektowej oceny biometanu jako alternatywnego wobec gazu ziemnego paliwa. W pierwszej kolejności scharakteryzowano parametry jakościowe i cechy fizykochemiczne biometanu, zestawiając i porównując je z powszechnie używanym w gospodarce narodowej kopalnym gazem wysokometanowym grupy E. Przeprowadzone porównanie służy poparciu tezy o zdolności biometanu do zastąpienia tradycyjnego paliwa gazowego i skutecznego udziału w procesie dekarbonizacji sektora gazowniczego. Przeprowadzony został także krytyczny przegląd dostępnych technologii wytwórczych biometanu, w oparciu o kryterium zrównoważonej produkcji określonym w obowiązującym prawodawstwie, m.in. w Rozporządzeniu Wykonawczym Komisji (UE) 2022/996 z dnia 14 czerwca 2022 r. w sprawie zasad weryfikacji kryteriów zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz kryteriów niskiego ryzyka spowodowania pośredniej zmiany użytkowania gruntów. W tej części raportu przedstawiono także sposoby wykorzystania biometanu w ramach dekarbonizacji polskiej gospodarki przy jednoczesnej próbie ustalenia odpowiedniej gradacji sektorów objętych tym procesem.

W następnym rozdziale, Raport odwołuje się do najważniejszych, aktualnie obowiązujących unijnych i polskich dokumentów strategicznych oraz aktów prawnych określających rolę biometanu w procesie transformacji energetycznej. W tym kontekście szczególną uwagę zwrócono oczywiście na funkcyj-

jące, choć jeszcze nie w pełni uformowane, ramy regulacyjne dedykowane transformacji gazownictwa, mającej prowadzić do neutralności klimatycznej tego sektora.

Istotnym fragmentem publikacji jest trzeci rozdział opisujący stan rozwoju rynków biometanu w czterech wybranych państwach Unii Europejskiej: w Danii, Niemczech, Francji i Republice Czeskiej. Celem tej analizy jest przede wszystkim zaprezentowanie praktycznych rozwiązań (m.in. legislacyjnych czy finansowych) wspierających rozwój produkcji i upowszechnienia biometanu w gospodarce. Wybór wymienionych przypadków podyktowany był znacznym zaawansowaniem w rozwoju produkcji biometanu w tych krajach oraz zróżnicowanym profilem rynków, motywacji i sposobów realizacji polityki biometanowej.

W kolejnym, czwartym rozdziale wysiłek analityczny, przy ponownym wykorzystaniu kryterium zrównoważonego rozwoju, skoncentrowany został na oszacowaniu krajowego potencjału wytwórczego opartego na dostępnych kategoriach i wolumenach substratu pochodzenia biologicznego - biomasy. Podano jednocześnie dostępne szacunki przyszłego możliwego popytu na to paliwo w Polsce z podziałem na różne segmenty rynkowe. Przedstawionych w Raporcie obliczeń nie należy jednak traktować jako ostatecznych, gdyż ustalenie możliwej do osiągnięcia produkcji biometanu jest i będzie w najbliższym czasie przedmiotem analiz różnych ośrodków badawczych czy organizacji branżowych.

Następne kluczowe zagadnienie jakie zostało rozpatrzone na stronach Raportu dotyczy infrastrukturalnego aspektu procesu wprowadzania biometanu do sektora gazowego oraz całej gospodarki. W tym przypadku celem badania było sprawdzenie na przykładzie sieci dystrybucyjnej, możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowniczej dla odbioru i transportu wyprodukowanych przyszłych wolumenów biometanu w Polsce. W tej części raportu przeprowadzona została także identyfikacja potencjalnych barier technicznych i administracyjnych ograniczających dostępność znajdującej się na terenie kraju infrastruktury gazowniczej dla biometanu.

Zakres merytoryczny Raportu obejmuje także ekonomiczny aspekt produkcji i wykorzystania biometanu w Polsce, koncentrując się na zagadnieniu konkurencyjności tego paliwa wobec znajdującego się w obiegu gospodarczym kopalnianego gazu ziemnego. Przeprowadzone badanie obejmuje także kwestię przewidywanego wpływu biometanu na ceny energii elektrycznej w kontekście zmian w emisji dwutlenku węgla.

Finalnym efektem pracy nad raportem jest podsumowanie korzyści związanych z dekarbonizacją gazownictwa przy wykorzystaniu biometanu oraz sformułowane rekomendacje odnoszące się do najważniejszych, zdaniem autorów, kwestii związanych ze zniesieniem barier i uruchomieniem, a następnie rozwinięciem produkcji biometanu w Polsce. Zawierają w sobie propozycje rozwiązań organizacyjnych, regulacyjnych i ekonomicznych, których wdrożenie powinno sprzyjać uruchomieniu na dużą skalę produkcji biometanu i w ten sposób wspomóc proces transformacji energetycznej. Autorzy Raportu, budując listę rekomendacji wytyczających określoną ścieżkę działań wobec sektora gazowego, kierowali się przede wszystkim przekonaniem o konieczności pogodzenia ze sobą kilku równoważnych wartości takich jak: neutralność klimatyczna, zrównoważony rozwój gospodarczy oraz bezpieczeństwo energetyczne.

# 1 Biometan - charakterystyka



## Rozdział 1.

# Biometan - charakterystyka

Biometan jest gazem powstającym z oczyszczenia biogazu (czyli mieszaniny głównie  $\text{CH}_4$  i  $\text{CO}_2$ ), choć poza tradycyjnym rozumieniem biogazu powstającego w biogazowniach, może on być również wytwarzany w procesach zgazowania czy też technologiach *power-to-gas* (czyli przekształcania innych gazów jak  $\text{H}_2$  i  $\text{CO}_2$  w  $\text{CH}_4$ , zwłaszcza przy wykorzystaniu nadmiaru energii elektrycznej z zależnych od pogody OZE). Według ustawy o OZE biometan to gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, poddanych procesowi oczyszczenia, wprowadzany do sieci gazowej lub transportowany w postaci sprężonej albo skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe, lub wykorzystany do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu.

Biometan w praktyce prawie nie różni się od typowego gazu ziemnego, jednak z uwagi na wysoką czystość i minimalną obecność domieszek innych gazów, może być nieco mniej kaloryczny w porównaniu do gazu ziemnego zawierającego naturalnie występujące domieszki etanu czy propanu, jak też znacznie bardziej kaloryczny od gazu ziemnego zaazotowanego.  $\text{BioCH}_4$  wyróżnia przede wszystkim jego odnawialne pochodzenie – jest to gaz zdekarbonizowany, do którego wytwarzania stosuje się najczęściej odpady, a wskutek unikniętych w czasie składowania bioodpadów emisji GHG, biometan może mieć ujemną emisyjność. W praktyce biometan można bez problemu stosować w istniejącej infrastrukturze gazu ziemnego, co czyni go niezwykle cennym gazem umożliwiającym niskokosztowe zazielenienie sektora gazu ziemnego bez potrzeby wymiany gazociągów i urządzeń peryferyjnych jak ma to miejsce w przypadku wykorzystywania wodoru – najbardziej obecnie „medialnego” gazu zdekarbonizowanego.

### 1.1. Parametry jakościowe, cechy fizykochemiczne

O ile skład biogazu może się bardzo zmieniać i zależy od zastosowanych substratów oraz technologii fermentacji, o tyle  $\text{BioCH}_4$  jest gazem zawierającym przede wszystkim metan w stężeniu najczęściej powyżej 97%. W odróżnieniu od gazu ziemnego zaliczanego do paliw kopalnych (*fossil fuels*), biometan należy do odnawialnych, niskoemisyjnych źródeł energii. Tradycyjny gaz ziemny (metan) jest pozyskiwany ze złóż powstałych z pozostałości materii organicznej sprzed milionów lat, znajdujących się w głębokich warstwach Ziemi. Tymczasem biometan jest wytwarzany w wyniku procesów fermentacji wskutek przetworzenia materii organicznej (biomasy agro i bioodpadów), co czyni go odnawialnym źród-

dłem energii, które można wyprodukować praktycznie na całym świecie<sup>2</sup>. Gaz ziemny składa się głównie z metanu (70-98%), etanu, propanu, tlenu i dwutlenku węgla, azotu i helu. Biometan powstający po oczyszczeniu biogazu stanowi prawie całość objętości gazu. W tabeli 1. zawarto informacje o rodzajach gazu ziemnego i biometanu wraz z ich charakterystyką.

**TAB. 1.** Rodzaje gazu ziemnego i biometanu oraz ich charakterystyka

Lp.	Charakterystyka	Nazwa zwyczajowa
<b>Gaz ziemny</b>	> 85% metanu	gaz wysokometanowy (gaz ziemny E)
	30-80% metanu	gaz zaazotowany (gaz ziemny Ls)
	zawartość metanu i etanu ok. 95%	gaz ziemny suchy
	do około 30% węglowodorów wyższych, takich jak propan i butan, występuje z ropą naftową	gaz ziemny mokry (kondensatowy)
<b>Biometan</b>	- 94-99,9% metanu w zależności od zastosowanej metody oczyszczania ( <i>biogas upgrading technology</i> ) - 0,1-4% dwutlenku węgla - < 3% azotu - < 1% tlenu - < 10 ppm siarkowodoru - 36 MJ/m <sup>3</sup> dolna wartość opałowa (LHV)	biometan

## 1.2. Technologie

### WYTWARZANIE

Podstawowym źródłem wytwarzania biometanu w Europie i Azji jest oczyszczanie biogazu. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii biogaz definiuje się jako gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów. W odróżnieniu od większości krajów świata w Polsce definiowany jest jeszcze biogaz rolniczy, dla którego źródła wytwarzania zostały zawężone do następujących substratów rolniczych:

- produktów rolnych oraz produktów ubocznych rolnictwa, w tym odchodów zwierzęcych,
- produktów z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego i produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z tego przetwórstwa, w tym z przetwórstwa i produkcji żywności, pochodzących z zakładów przemysłowych, a także z zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków,
- produktów spożywczych przeterminowanych lub nieprzydatnych do spożycia,

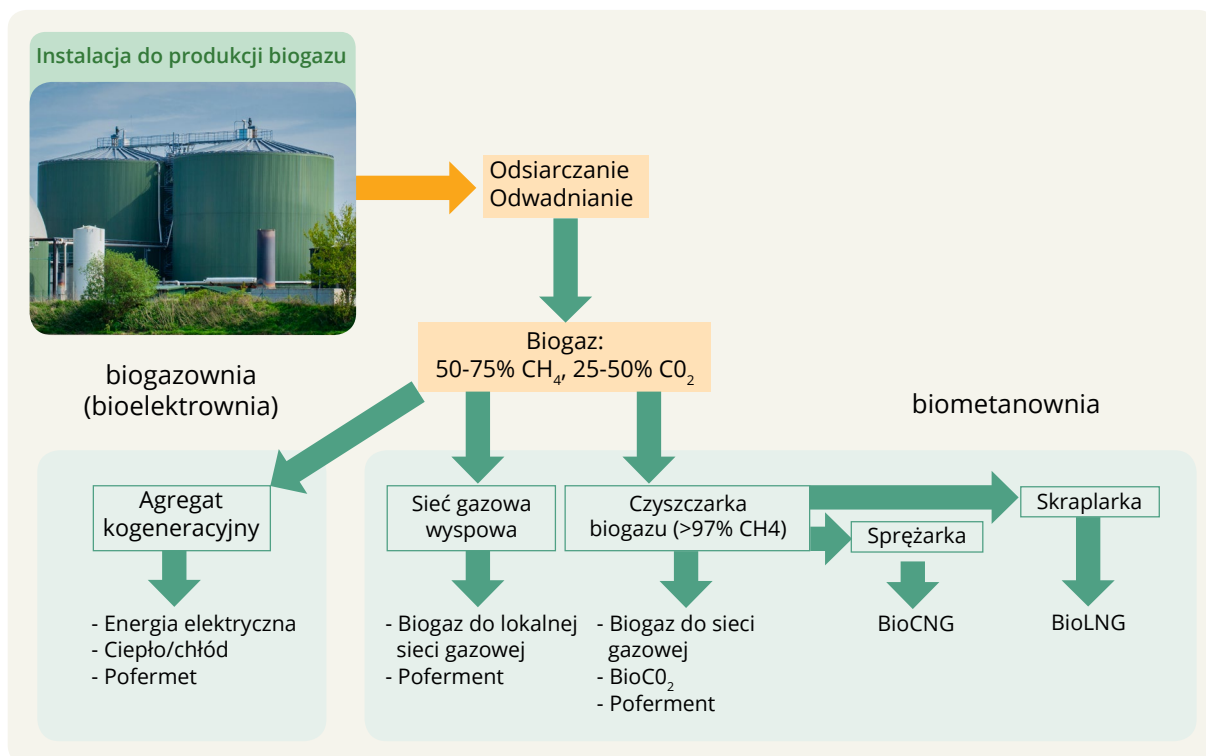
2 *Biomethane UK (2019):* <https://www.biomethane.org.uk/>; 15.03.2024 r.

- tłuszczów i mieszanin olejów z separacji olej/woda zawierających wyłącznie oleje jadalne i tłuszcze,
- biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne,
- odchodów zwierzęcych pozyskanych z działalności innej niż rolnicza.

Biogaz zawierający z reguły 48-76% metanu, produkowany jest najczęściej w instalacjach zwanych biogazowniami, pracujących w procesie fermentacji mokrej mezofilowej (temperatura 36-42°C). W skali świata, w ponad 50 mln pracujących instalacji (najczęściej małych) produkowany biogaz jest wykorzystywany bezpośrednio przez użytkowników, lub w przypadku większych instalacji, po osuszeniu i odsiarczaniu, w lokalnych sieciach biogazowych albo po oczyszczeniu do biometanu włączany do sieci gazu ziemnego za pomocą bezpośredniego połączenia albo przewożony butlowozami (tzw. wirtualne gazociągi).

W Europie gdzie z uwagi na surowszy niż w strefie zwrotnikowej i równikowej klimat, biogazownie muszą być ogrzewane, a tym samym mają charakter dużych instalacji przemysłowych, w praktyce prawie nie spotyka się wykorzystywania surowego biogazu, najczęściej wytwarzany biogaz jest spalany w silnikach kogeneracyjnych w celu produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji (ewentualnie chłodu – wówczas występuje trigeneracja), choć coraz częściej występuje produkcja biometanu (i bioCO<sub>2</sub>), a produkcja energii elektrycznej i ciepła służy wyłącznie na zaspokojenie własnych potrzeb biometanowni. Schemat najczęściej występujących możliwości zagospodarowania biogazu, w zależności od uzyskiwanych produktów przedstawiono na rys. 1.

**RYŚ. 1.** Schemat najczęściej występujących kierunków zagospodarowania biogazu



Źródło: Aut. Jacek Dach

Biometan można również wytwarzać w drodze technologii zgazowania lub technologii *power-to-gas*, jeśli wykorzystana energia elektryczna jest wytwarzana ze źródeł odnawialnych, a wodór i dwutlenek węgla jest biologicznie przekształcany w metan<sup>3</sup>. Warto podkreślić, że bardzo ciekawym kierunkiem produkcji biometanu jest wykorzystanie zielonego wodoru oraz dwutlenku węgla powstającego przy okazji procesu produkcji biogazu lub oczyszczania biogazu do biometanu. Badania prowadzone w wielu ośrodkach naukowych na świecie (ale również na Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu) wykazały, że wprowadzenie wodoru do fermentatorów biogazowni może podnieść poziom  $\text{CH}_4$  w produkowanym biogazie z typowych 55-60% nawet do 90%, co dla biometanowni o ekwiwalencji mocy 2 MW może oznaczać wzrost produkcji biometanu z ok. 4 mln  $\text{m}^3$  rocznie do nawet ponad 6 mln  $\text{m}^3$   $\text{CH}_4$  rocznie. Jest to potencjalnie bardzo dobra droga taniego i efektywnego zagospodarowania nadmiaru zielonego wodoru produkowanego w czasie nadwyżek energii elektrycznej ze źródeł zależnych od stanu pogody, bowiem dodatkowa ilość biometanu może być wtłoczona do sieci gazu ziemnego będącej swoistym i pojemnym magazynem energii (w formie chemicznej).

## OCZYSZCZANIE

Biogaz, nawet po odwodnieniu i odsiarczeniu - z reguły nie może być wtłoczony bezpośrednio do sieci gazowych ponieważ zawiera znaczące ilości  $\text{CO}_2$ , który nie jest pożądany z uwagi na brak wartości opałowej (stanowi balast z energetycznego punktu widzenia). Technologie oczyszczania biogazu do biometanu pozwalają na wychwycenie bądź pozbycie się dwutlenku węgla i innych gazów występujących w śladowej ilości w biogazie. Pośród metod oczyszczania wyróżnia się przede wszystkim metody absorpcji, adsorpcji, membranowe i kriogeniczne tj.:

- Płuczka wodna (*Water scrubbing*);
- Ciśnieniowa adsorpcja zmiennościowa (*Pressure swing adsorption (PSA)*);
- Próżniowa adsorpcja zmiennościowa (*Vacuum swing adsorption (VSA)*);
- Separacja membranowa (*Membrane separation*);
- Uzdatnianie kriogeniczne (*Cryogenic upgrading*);
- Absorpcja aminowa (*Amine absorption*).

Płuczka wodna była początkowo najpowszechniejszą technologią oczyszczania i uzdatniania biogazu z uwagi na niskie koszty inwestycyjne, umiarkowane eksploatacyjne, prostotę budowy i łatwość obsługi urządzeń<sup>4</sup>. Metoda ta polega na oddzieleniu  $\text{CO}_2$  i  $\text{H}_2\text{S}$  od surowego biogazu w wyniku zwiększonej rozpuszczalności  $\text{CO}_2$  w porównaniu do  $\text{CH}_4$ . Zgodnie z prawem Henry'ego, rozpuszczalność  $\text{CO}_2$  w wodzie w temperaturze 25°C jest ok. 26 razy większa niż rozpuszczalność metanu<sup>5</sup>.

Ciśnieniowa adsorpcja zmiennościowa (*PSA*), polega na rozdzielaniu  $\text{CO}_2$  od  $\text{CH}_4$  w warunkach wysokiego ciśnienia ze względu na różnice w charakterystyce molekularnej rozdzielanych gazów i użytym materiale adsorpcyjnym nazywanym sitem molekularnym. Materiały stosowane jako adsorbent *PSA* muszą mieć dużą powierzchnię, np.: tlenek glinu, żel krzemionkowy, węgiel aktywny, zeolit, sorbenty

3 EBA (2023): *About biogas and biomethane*: <https://www.europeanbiogas.eu/about-biogas-and-biomethane/>; 15.03.2024 r.

4 K. Butlewski, *Metody uzdatniania biogazu z uwzględnieniem możliwości integracji termicznej z procesem fermentacji biomasy*, „Problemy Inżynierii Rolniczej”, Poznań 2016, 2(92), 67-83.

5 O. W. Awe, Zhao, Y., Nzihou, A., Minh, D. P., & Lyczko, N. *A Review of Biogas Utilisation, Purification and Upgrading Technologies*. „Waste and Biomass Valorization”, 2017, 8(2), 267–283. <https://doi.org/10.1007/S12649-016-9826-4/METRICS>.



polimerowe i węglowe sита molekularne<sup>6</sup>. Próżniowa adsorpcja zmiennościowa (VSA) opiera się na tej samej zasadzie, z tą jednak różnicą, że podczas etapu desorpcji działa pod próżnią. Związany z sitem gaz uwalniany jest w procesie zwanym regeneracją sита i jest on rozprężony do podciśnienia z zastosowaniem dodatkowej pompy próżniowej<sup>7</sup>.

Jedną z alternatyw dla konwencjonalnej absorpcji w oczyszczaniu biogazu jest separacja membranowa, w której wykorzystuje się membrany, które mogą być wykonane z różnego typu materiałów polimerowych. Membrana jest filtrem posiadającym zdolność separacji składników surowego biogazu (metanu i dwutlenku węgla) na poziomie molekularnym<sup>8</sup>. Membrana zatrzymuje duże cząsteczki związków chemicznych i przepuszcza cząsteczki mniejsze przez fizyczną przeszkodę, którą stanowi moduł zbudowany ze specjalnie ukształtowanego materiału, którym najczęściej jest układ rurkowych włókien poliamidowych. Biogaz tłoczony jest przez membranę pod zwiększonym ciśnieniem od 0,2 do 5,5 MPa<sup>9</sup>.

Technologia separacji kriogenicznej polega na stopniowym obniżaniu temperatury surowego biogazu, powodując upłynnienie CO<sub>2</sub> i umożliwiając jego pozbycie się ze strumienia oczyszczanego biogazu. Dalsze schładzanie oczyszczonego metanu sprawia, że CH<sub>4</sub> może osiągnąć formę skroplonego gazu ziemnego (bioLNG). W jednej z odmian tej technologii surowy biogaz jest początkowo suszony i sprężany do 80 barów, a następnie stopniowo schładzany do -110°C, co prowadzi do stopniowego usuwania zanieczyszczeń takich jak siloksany, H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S, halogeny itp. oraz CO<sub>2</sub>, który jest głównym zanieczyszczeniem (balastem) biogazu<sup>10</sup>.

Absorpcja aminowa polega na wyłapaniu dwutlenku węgla z biogazu przez roztwór aminowy w kolumnie absorpcyjnej. W tej metodzie, biogaz zostaje wstępnie oczyszczony z zanieczyszczeń, przede wszystkim z siarkowodoru, a następnie jest wprowadzany od dołu do przeciwprądowej kolumny, gdzie kontaktuje się z wodnym roztworem aminowym wprowadzonym do kolumny z góry<sup>11</sup>. Absorpcja aminowa powoduje niską utratę metanu i pozwala na uzyskanie wysokiej jakości CO<sub>2</sub>, chociaż może się to wiązać z wysokim zużyciem energii<sup>12</sup>.

W tabeli 2. zaprezentowano najpopularniejsze metody oczyszczania biogazu wraz z zawartością metanu po oczyszczeniu, zużyciem energii elektrycznej (bądź cieplnej) oraz strat metanu podczas procesu.

6 M. Kabeyi, O. Olanrewaju. [w] *Biomethane Production and Applications. "Anaerobic Digestion - Biotechnology for Environmental Sustainability"* red. S. Aydin. 2023. <https://doi.org/10.5772/INTECHOPEN.112059>.

7 K. Butlewski, op. cit.

8 M. Kabeyi, O. Olanrewaju, op. cit.

9 K. Butlewski, op. cit.

10 M. Kabeyi, O. Olanrewaju, op. cit.

11 K. Butlewski, op. cit.

12 M. Kabeyi, O. Olanrewaju, op. cit.

**TAB. 2.** Metody oczyszczania biogazu z charakterystyką

Lp.	Metoda oczyszczania biogazu	Zawartość metanu [%]	Zużycie energii elektrycznej [kWh m <sup>-3</sup> ]	Straty metanu [%]
1	Płuczka wodna	96-98% <sup>13</sup> 93-99% <sup>14</sup>	0,2-0,3 <sup>15</sup> 0,4-0,5 <sup>16</sup>	1% <sup>17</sup> 1-2% <sup>18</sup>
2	Ciśnieniowa / próżniowa adsorpcja zmiennościowa	95-98% <sup>19</sup> 98% <sup>20</sup>	0,2-0,3 <sup>21</sup> 0,25-0,46 <sup>22</sup>	2-12% <sup>23</sup> 1,8-2% <sup>24</sup>
3	Separacja membranowa	98% <sup>25</sup> > 96% <sup>26</sup>	0,2-0,3 <sup>27</sup> 0,15-0,43 <sup>28</sup>	0,5% <sup>29</sup> <10% <sup>30</sup>
4	Uzdatnianie kriogeniczne	98-99% <sup>31</sup> 96-99% <sup>32</sup>	0,2-1,54 <sup>33</sup>	0,5-1% <sup>34</sup> bez strat <sup>35</sup>
5	Absorpcja aminowa	99% <sup>36</sup> 97-99,5% <sup>37</sup>	0,12-0,14 <sup>38</sup> *dodatkowo zużycie energii cieplnej 0.55 <sup>39</sup>	<1% <sup>40</sup> <0.1% <sup>41</sup>

- 13 S. Singhal, Agarwal, S., Arora, S., Sharma, P., & Singhal, N. *Upgrading techniques for transformation of biogas to bio-CNG: a review*. "International Journal of Energy Research", 2017, 41(12), 1657–1669. <https://doi.org/10.1002/ER.3719>.
- 14 Q. Sun, Li, H., Yan, J., Liu, L., Yu, Z., & Yu, X. *Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation*. "Renewable and Sustainable Energy Reviews", 2015 51, 521–532. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.029>.
- 15 S. Singhal et al., op. cit.
- 16 O. W. Awe, Zhao, Y., Nzihou, A., Minh, D. P., & Lyczko, N. *A Review of Biogas Utilisation, Purification and Upgrading Technologies*. "Waste and Biomass Valorization", 2017, 8(2), 267–283. <https://doi.org/10.1007/S12649-016-9826-4/METRICS>.
- 17 S. Singhal et al., op. cit.
- 18 Q. Sun, et al., op. cit.
- 19 O. W. Awe, et al., op. cit.
- 20 S. Singhal et al., op. cit.
- 21 Ibidem.
- 22 Q. Sun, et al., op. cit.
- 23 Ibidem.
- 24 S. Singhal et al., op. cit.
- 25 Ibidem.
- 26 O. W. Awe, et al., op. cit.
- 27 S. Singhal et al., op. cit.
- 28 Q. Sun, et al., op. cit.
- 29 S. Singhal et al., op. cit.
- 30 O. W. Awe, et al., op. cit.
- 31 Ibidem.
- 32 R. Muñoz, Meier, L., Diaz, I., & Jeison, D. *A review on the state-of-the-art of physical/chemical and biological technologies for biogas upgrading*. "Reviews in Environmental Science and Biotechnology", 14(4), Department of Chemical Engineering and Environmental Technology, University of Valladolid, Valladolid, s. 727–759
- 33 Q. Sun, et al., op. cit.
- 34 Ibidem.
- 35 K. Hoyer, Hulteberg, C., Svensson, M., Jernberg, J., & Nörregård, Ö. *Biogas upgrading - Technical Review*. "Energiforsk". 2016. <https://portal.research.lu.se/en/publications/biogas-upgrading-technical-review>.
- 36 S. Singhal et al., op. cit.
- 37 Ibidem.
- 38 Ibidem.
- 39 S. Singhal et al., op. cit.
- 40 Q. Sun, et al., op. cit.
- 41 Ibidem.

Spółród wymienionych metod najbardziej rozpowszechniona jest metoda membranowa, choć nie jest ona pozbawiona wad (jak choćby występujące straty metanu). Firmy europejskie były liderami technologii membranowych w opracowywaniu czyszczarek do biometanu, choć aktualnie, zwłaszcza w kontekście kryzysu energetycznego w EU po 2020 r. widać ogromną nadwyżkę podaży nad popytem, co skutkuje koniecznością długotrwałego oczekiwania na dostawę oczyszczarek. Należy się jednak spodziewać, że już wkrótce Europa może stać się rynkiem będącym pod bardzo silną presją producentów czyszczarek z Chin – podobnie jak to aktualnie dzieje się w obszarze instalacji PV czy elektromobilności. Dzięki umiejętnemu wsparciu producentów władze chińskie doprowadziły do powstania *Membrane Valley* – utworzonej na wzór kalifornijskiej *Silicon Valley* doliny producentów membran, gdzie w efekcie nastąpił ogromny wzrost liczby firm produkujących bardzo zaawansowane urządzenia czyszczące oparte na technologiach membranowych w zastosowaniach do sektora wodno-kanalizacyjnego, ale i gazowego. Technologicznie ich wyroby nie odstają w żaden sposób od produktów europejskich, będąc przy tym znacznie tańsze. Dodatkowo, w odróżnieniu od europejskich producentów, chińscy dostawcy oferują nowoczesne urządzenia do upgrading'u biogazu do biometanu również w znacznie mniejszej skali, nawet dla biometanowni o wydajności zaledwie kilkudziesięciu m<sup>3</sup> biogazu na godzinę.

Interesującym, choć drogim w inwestycji i eksploatacji rozwiązaniem jest też technologia kriogenicznego oczyszczania biometanu. Jest ona w szczególności wskazana w sytuacji planów produkcji bioLNG (ciekłego biometanu), bowiem schłodzenie biogazu do temperatury skraplania dwutlenku węgla daje w efekcie płynny CO<sub>2</sub> oraz silnie schłodzony bioCH<sub>4</sub>, który można skroplić przy niższym nakładzie energetycznym. W perspektywie coraz większego popytu na bioLNG można się spodziewać zwiększonego zainteresowania tą technologią. Bardzo ciekawym rozwiązaniem technologii kriogenicznej separacji jest opracowana przy udziale specjalistów z AGH opatentowana metoda rozdziału CO<sub>2</sub> z biogazu z wykorzystaniem jako nośnika chłodu płynnego azotu. Z uwagi na stosunkowo niską cenę tego nośnika – koszty eksploatacji takiej instalacji mogą być bardzo niskie i w dużej części pokrywane przychodem z tytułu sprzedaży płynnego bioCO<sub>2</sub>.

### 1.3. Zastosowania biometanu

Zastosowanie biometanu jest zależne od wielu czynników: stopnia jego oczyszczenia, lokalizacji zakładu wytwarzania i istniejących przyłączy, sytuacji rynkowej, kierunków i wysokości wsparcia oraz uzyskanej postaci. Biometan nieoczyszczony (w postaci biogazu) najczęściej wykorzystywany jest w jednostkach kogeneracyjnych (CHP) w celu wytworzenia energii elektrycznej oraz ciepła w skojarzeniu. Z kolei, oczyszczony biometan spełniając normy jakościowe, w tym określone parametry fizykochemiczne, może być bezpośrednio włączany do sieci zastępując gaz ziemny, albo przyjmować postać sprężoną (bioCNG) czy też skroploną (bioLNG). Możliwości zastosowania biometanu, jako substytutu gazu ziemnego, są ogromne. Może być on bowiem wykorzystany bezpośrednio w zasadzie wszędzie tam, gdzie wykorzystywany jest obecnie gaz ziemny, prowadząc bezpośrednio do obniżenia śladu węglowego w wytwarzanych produktach. Oczywiście z uwagi na bardziej ograniczoną dostępność biometanu w porównaniu do gazu ziemnego oraz jego wyższą cenę zakupu, zastosowanie biometanu powinno być odpowiednio zaplanowane. Jedną z najbardziej efektywnych dróg wykorzystania będzie użycie go jako paliwa, zwłaszcza do zdekarbonizowania transportu w postaci bioLNG i bioCNG. Oprócz wykorzystania biometanu jako paliwa w pojazdach, może znaleźć on zastosowanie w transporcie lotniczym, jako paliwo rakietowe, bądź paliwo wykorzystywane przez pociągi czy statki.

Dyskusyjne jest wykorzystanie bioCH<sub>4</sub> do wytwarzania z niego (w procesie reformingu) wodoru do produkcji zdekarbonizowanych paliw lub bezpośrednio do zasilania ogniwo paliwowych w pojazdach wodorowych. W tym wypadku wydaje się być bardziej sensowna produkcja wodoru w procesie elektrolizy, a być może również bezpośrednia produkcja wodoru na biogazowniach w procesie fermentacji ciągłej (w 2013 r. przez kilka miesięcy jako pierwsza na świecie produkowała w tej technologii bioH<sub>2</sub> instalacja koło Międzyrzecza Podlaskiego – produkcję jednak przerwano z uwagi na brak zainteresowania odbiorców i ciężkie uszkodzenia kogeneratorskiej spalającej mieszankę wodoru i biogazu). Sensowne wydaje się za to wykorzystanie biometanu w przemyśle, zwłaszcza chemicznym – choć i inne sektory przemysłu (np. producenci samochodów) są zainteresowane wykorzystaniem bioCH<sub>4</sub> zamiast gazu ziemnego z uwagi na konieczność obniżenia śladu węglowego w produktach. W przemyśle rolno-spożywczym z kolei nie zawsze opłacać się będzie oczyszczanie biogazu do biometanu – bowiem jeśli dany zakład może wyprodukować biogaz z własnych odpadów, a wykorzystuje gaz ziemny do produkcji energii elektrycznej i/lub ciepła – najprostszym sposobem będzie budowa wewnętrznej sieci gazowej i wykorzystanie nieoczyszczonego biometanu (np. zakład Nowalijka koło Piotrkowa Trybunalskiego). Zasadniczo duże zapotrzebowanie na biometan powinien zgłaszać także sektor produkcji nawozów, jednak z uwagi na ogromną skalę wykorzystywanego obecnie gazu ziemnego do produkcji nawozów azotowych, tańszy import nawozów spoza UE oraz generalnie tendencję ograniczania stosowania nawozów mineralnych w rolnictwie. Raczej nie przewiduje się dużego udziału wykorzystania biometanu przez sektor nawozowy.

Biometan może być stosowany również w rolnictwie, w gospodarstwach rolnych do zasilania maszyn rolniczych, do ogrzewania pomieszczeń gospodarczych, czy jako zamiennik paliw kopalnych w innych procesach rolniczych np. suszenie, chłodzenie (trigeneracja). Paliwo go może być też wykorzystywane w ciepłownictwie zastępując tradycyjne paliwa kopalne. W ostatnim czasie prowadzone są w Polsce analizy dotyczące możliwości oraz opłacalności wykorzystania biogazu (zwłaszcza komunalnego) lub biometanu do współspalania z innymi paliwami w ciepłowniach średniej wielkości. W tabeli 3. przedstawiono przykładowe zastosowania biometanu.

**TAB. 3.** Możliwe zastosowania biometanu w zależności od jego postaci

Lp.	Postać biometanu	Zastosowanie biometanu
1.	Paliwo (bio-CNG)	Biometan wysoko sprężony wykorzystywany jako substytut sprężonego gazu ziemnego (CNG) np. w pojazdach, szczególnie w autobusach, ciężarówkach i samochodach wyposażonych w silniki na gaz ziemny.
2.	Paliwo (bio-LNG)	Biometan skroplony wykorzystywany jako substytut skroplonego gazu ziemnego (LNG) np. w pojazdach, szczególnie w autobusach, ciężarówkach i samochodach wyposażonych w silniki na gaz ziemny.
3.	Wtłaczanie do sieci gazowych	Biometan spełniający normy jakościowe może być wtłaczany do istniejących sieci dystrybucji zastępując gaz ziemny.
4.	Energia w postaci chemicznej	Biometan nieoczyszczony (biogaz) może służyć jako nośnik energii i być przydatny w obszarach niepołączonych z siecią gazową/elektryczną (sieci wyspowe), gdzie dostęp do tradycyjnych źródeł energii jest ograniczony.
5.	Wytwarzanie energii i ciepła w kogeneracji	Biometan nieoczyszczony (biogaz) można wykorzystać na miejscu do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła/chłodu w skojarzeniu.

Z uwagi na to, że biometan jest energią w postaci chemicznej, może on również stanowić rezerwę energetyczną w sytuacjach spadków mocy w sieci z uwagi na przykład na poranny lub wieczorny szczyt zapotrzebowania i zmniejszoną generację instalacji zależnych od stanu pogody. W tej sytuacji należy się liczyć ze zwiększonym zapotrzebowaniem na biogaz w celu produkcji energii elektrycznej w instalacjach szczytowych, co będzie prawdopodobnie istotną konkurencją dla produkcji biometanu na inne potrzeby.

Należy także podkreślić również to, że wytwarzanie biometanu (biogazu) jest niezwykle istotnym elementem recyklingu bioodpadów, a szerzej – gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ). Żadna inna technologia wykorzystania bioodpadów „mokrych” (odpady kuchenne, zielone, z przemysłu rolno-spożywczego czy osady ściekowe) niż fermentacja metanowa nie nadaje się lepiej do ich zagospodarowania z ekonomicznego, energetycznego i środowiskowego punktu widzenia.

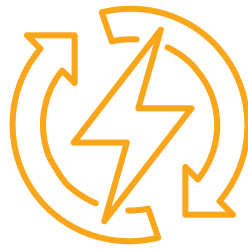
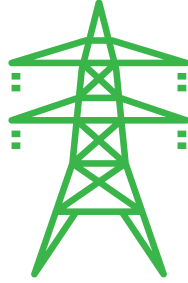
### 1.3.1. Dekarbonizacja z wykorzystaniem biometanu


Należy mieć świadomość, że nawet zaawansowany stan rozwoju infrastruktury wytwórczej biometanu, nie zdoła zaspokoić wszystkich potrzeb na odnawialne paliwa. Ograniczony wolumen dostępnego w przyszłości biometanu będzie wymagać wypracowania najbardziej efektywnego klimatycznie i racjonalnego ekonomicznie modelu jego wykorzystania. Wydaje, że najszybszym sposobem na upowszechnienie biometanu przy jednoczesnym zredukowaniu zużycia paliwa kopalnego jakim jest gaz ziemny, jest zatłaczanie go do systemu gazowego. Trzeba bowiem podkreślić, że w odróżnieniu od wodoru, wtłaczanie bioCH<sub>4</sub> do istniejących sieci gazowych wymaga niewielkich inwestycji. Biometan dostarczany za pomocą infrastruktury przesyłowej powinien być wykorzystywany w pierwszej kolejności w tych segmentach gospodarki, w których elektryfikacja nie będzie możliwa albo będzie wprowadzana w odległej perspektywie czasowej.

Wyzwaniem jest rozwiązanie kwestii nierównomiernego zapotrzebowania na gaz w różnych porach roku i dnia, a co za tym idzie – rozwiązaniem problemów związanych z możliwościami magazynowania biometanu czy też rewersowego tłoczenia gazu z gazociągów o niższym ciśnieniu do wyższych, jak też rozwojem tzw. wirtualnych gazociągów w obszarach, gdzie nie istnieją sieci gazowe (system ten jest bardzo powszechny np. w Chinach, gdzie biometan ze znacznej części biometanowni jest dowożony do punktów odbioru – gazociągów lub stacji paliw – za pomocą butlowozów). Z kolei biorąc pod uwagę fakt, że istniejące obecnie sieci gazowe są *de facto* gigantycznym magazynem energii (w formie chemicznej), należy się spodziewać, że w obliczu konieczności dekarbonizacji polskiej energetyki i coraz większego udziału zależnych od zmiennej pogody OZE, biometan wykorzystywany w szybko włączających się i wyłączających elektrowniach gazowych pracujących jako tzw. instalacje szczytowe, może w przyszłości pełnić coraz bardziej istotną rolę w stabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego. Prace nad analizą i modelowaniem takich scenariuszy z wykorzystaniem biometanu jako w pełni dyspozycyjnego nośnika energii są prowadzone od 2023 r. w Narodowym Centrum Badań i Rozwoju (NCBR).

Dekarbonizacja polskiej gospodarki jest niezbędna nie tylko z uwagi na fakt konieczności odejścia od stosowania paliw kopalnych i uzyskania neutralności klimatycznej do 2050 r. Sprawą znacznie pilniejszą do realizacji w najbliższych latach jest konieczność zmniejszenia śladu węglowego w produktach firm z Polski. Komisja Europejska prowadzi bowiem działania w kierunku wprowadzenia obowiązku określania na towarach ich śladu węglowego, ale jeszcze szybsze działania prowadzą różne paneuropejskie

sieci handlowe, które już teraz żądają od dostawców towarów z niskim lub zerowym śladem węglowym. Stawia to firmy działające na terenie naszego kraju w niezwykle trudnym położeniu, bowiem na ślad węglowy ogromny wpływ ma „ekologiczność” wykorzystywanej w produkcji energii elektrycznej i gazu. Ponieważ Polska w dalszym ciągu produkuje ok. 75% prądu z węgla, ma najwyższy (poza niewielką Estonią) wskaźnik emisyjności energii elektrycznej na poziomie ok. 770 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh (dla porównania Francja czy kraje skandynawskie poniżej 50 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh), z kolei gaz ziemny używany w produkcji ma emisyjność na poziomie ok. 450 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh. Tymczasem biometan wytwarzany z bioodpadów czy odchodów (zwłaszcza z obornika), może mieć ujemną emisyjność z uwagi na tzw. emisję unikniętą (bioodpady wykorzystane od razu w biometanowni nie emitują metanu czy podtlenku azotu jak to ma miejsce w czasie ich składowania). Dlatego właśnie biometan, także w opcji w mieszance z gazem ziemnym jest obiektem silnego zainteresowania firm. Pracownia Ekotechnologii UPP prowadziła konsultacje w zakresie wykorzystania biometanu z przedstawicielami tak różnych branż jak przemysł cementowy, papierniczy, samochodowy, przetwórstwa rolno-spożywczego oraz sektora ciepłowniczego. Należy podkreślić, że nasilające się tendencje (zarówno prawne na poziomie unijnym jak i związane z politykami wielkich sieci handlowych) do oznaczania produktów śladem węglowym mogą w drastyczny sposób załamać stale zwiększający się od 20 lat eksport do innych krajów UE i spowodować ogromne problemy polskiej gospodarki opartej na wysokoemisyjnych nośnikach energetycznych. Szybkie i na szeroką skalę wdrożenie OZE w energetyce, jak i gwałtowny wzrost wolumenu produkowanego biometanu będą podstawowymi sposobami na radykalne zredukowanie emisyjności polskiej gospodarki i zmniejszenie śladu węglowego wytwarzanych produktów.



A background image of a tea plantation with rows of tea bushes under a bright sky. The focus is on a single tea plant in the foreground, showing its characteristic leaves and buds.

## 2 Ramy polityczno-legislacyjne produkcji biometanu w Polsce



## Rozdział 2.

# Ramy polityczno-legislacyjne produkcji biometanu w Polsce

Uruchomienie produkcji biometanu w Polsce wpisuje się w realizację polityki klimatycznej Unii Europejskiej zmierzającej do osiągnięcia neutralności klimatycznej poprzez głęboką transformację gospodarek państw członkowskich. Zasadność wykorzystania biometanu rozpatrywana jest także z perspektywy zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, szczególnie w segmencie dostępu do paliw gazowych<sup>42</sup>. Pierwsza przesłanka odnosi się do globalnego konsensusu w dążeniu do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych realizowanego zarówno w poszczególnych krajowych systemach, jak i przez organizacje międzynarodowe, w tym przede wszystkim Organizację Narodów Zjednoczonych i Unię Europejską. W przypadku zastosowania biometanu wskazuje się na możliwość ograniczenia dwutlenku węgla i metanu<sup>43</sup>. Druga przesłanka oznacza zdolność systemu energetycznego do pokrycia bieżącego i przyszłego zapotrzebowania na energię i paliwa, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony z uwzględnieniem norm w zakresie ochrony środowiska<sup>44</sup>. Szerzej, oznacza to dywersyfikację dostaw gazu poprzez zastąpienie tzw. monokultury gazowej pod względem źródła (rozszerzenie rynku gazu ziemnego o biometan i wodór) i kierunków dostaw (przesył gazu wielokierunkowymi interkonektorami)<sup>45</sup> przy jednoczesnym poszanowaniu dobrostanu środowiska<sup>46</sup>, którego częścią jest także klimat<sup>47</sup>.

Cele wyrażone w politykach (*soft-law*) pozbawione są mocy wiążącej, a zatem nie rodzą zobowiązań. Pełnią natomiast wstępną, „przedprawną” rolę (*pre-law*), wytyczając kierunek w procesie przygotowy-

42 Por. International Energy Agency, *Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth*, 2020 s. 33 i 41.

43 Por. International Energy Agency, *The role of biogas and biomethane in pathway to net zero*, 2022, s. 2 i European Biogas Association, *Biomethane production potentials in the EU*, 2022, s. 16-20.

44 art. 3 pkt 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm.), dalej „p.e.”.

45 Z. Muras [w:] *Komentarz do ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* [w:] *Prawo energetyczne*. Tom II. Komentarz do art. 12-72, wyd. II (red.) M. Swora, Warszawa 2016, art. 1.

46 I. Przybojewska, *Dostarczanie czystej, przystępnej cenowo i bezpiecznej energii w świetle zamierzeń Europejskiego Zielonego Ładu*, EPS 2022, nr 2, s. 13-22.

47 art. 3 pkt 39 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2024 r. poz. 54).

wania przyszłych regulacji prawnych (*hard-law*)<sup>48</sup>. Polityki programują działalność prawodawczą, uzasadniają i wyjaśniają przyjmowane w następstwie ich wydania wiążące regulacje prawne<sup>49</sup>. Wdrażaniu zawartych w nich celów służą natomiast przyjmowane na poziomie unijnym i krajowym akty prawne i zawarte w nich regulacje wprowadzające określone obowiązki. Razem współtworzą one ramy polityczno-legislacyjne dla rozwoju produkcji biometanu w Polsce.

Mimo że zakres przedmiotowy niniejszego rozdziału obejmuje polityki i regulacje prawne kształtujące rozwój biometanu na poziomie unijnym i krajowym, nie sposób tytułem uporządkowania analizy nie uwzględnić także perspektywy międzynarodowej. Działania proklimatyczne podejmowane przez ONZ determinują bowiem zaangażowanie UE w rozwój biometanu. Kluczowe jest odwołanie się do Agendy na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030<sup>50</sup>, której głównym celem jest zapewnienie dobrobytu społeczno-gospodarczego, troska o planetę, utrzymanie pokoju, wolności i eliminacja ubóstwa (w tym ubóstwa energetycznego) poprzez wyznaczenie szczegółowych celów, których realizacja ma pozwolić na osiągnięcie zrównoważonego rozwoju<sup>51</sup>. Z perspektywy przedmiotowej analizy istotne jest dostrzeżenie powiązania pomiędzy dwoma szczegółowymi celami w/w agendy, tj. celem 13. – działania w dziedzinie klimatu skierowane na przeciwdziałanie zmianom klimatycznym i celem 7. – czysta i dostępna energia. Oznacza to przede wszystkim jednoczesne zwiększenie zdolności adaptacji i łagodzenia zmiany klimatu i obniżenie emisyjności sektora energetycznego poprzez wdrożenie źródeł nisko- i zeroemisyjnych. Co istotne, agenda nie wskazuje wprost technologii, które należy zastosować, lecz cele, które powinny zostać osiągnięte. W konsekwencji, poszczególne państwa wyznaczają działania, które w sytuacji społeczno-gospodarczej danego państwa pozwolą w największym stopniu osiągnąć cele zrównoważonego rozwoju<sup>52</sup>.

## 2.1. Biometan w strategii klimatycznej Unii Europejskiej

### Czysta energia dla wszystkich

Z perspektywy wizji dekarbonizacji sektora gazu określonej w unijnych politykach istotne jest wskazanie, że potrzeba rozwoju biometanu została dostrzeżona już w komunikacie „Czysta planeta dla wszystkich”<sup>53</sup> z 2018 r., który stanowił analizę możliwych scenariuszy transformacji klimatyczno-energetycznej. Podniesiono istotną rolę wykorzystania skroplonego gazu ziemnego, wodoru i biometanu, przy jednoczesnym zwiększaniu elektryfikacji opartej na OZE. Zaproponowano wykorzystywanie w transporcie skroplonego gazu ziemnego w domieszce z metanem. W w/w polityce nie wskazano szczegółowych

48 M. Pietrzyk, *Soft law i hard law w europejskim prawie administracyjnym: relacja alternatywy, uzupełnienia, wykluczenia oraz przejścia* [w:] *Administracja publiczna wobec wyzwań i oczekiwań społecznych*, Wrocław 2015, s. 139-140.

49 J. Supernat, *Miejsce i znaczenie soft law w prawie publicznym Unii Europejskiej* [w:] *Nowe problemy badawcze w teorii prawa administracyjnego* (red.) J. Boć i A. Chajbrowicz, Wrocław 2009, s. 440-441.

50 Rezolucja przyjęta przez Zgromadzenie Ogólne w dniu 25 września 2015 r., *Przekształcamy nasz świat: Agenda na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030*.

51 Pojęcie zrównoważonego rozwoju koncentruje się na ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych do poziomu, który zapobiegłby niebezpiecznej antropogenicznej ingerencji w system klimatyczny i zapewnieniu rozwoju ekonomicznego w sposób zrównoważony.

52 Polska jest jednym z państw, które w najwyższym stopniu wypełniają cele zrównoważonego rozwoju, por. <https://dashboards.sdgindex.org/map>.

53 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Czysta planeta dla wszystkich Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki* (COM/2018/773 final).

planów w zakresie rozwoju biometanu, lecz zaplanowano wydanie w 2019 r. długoterminowej strategii na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych. W konsekwencji, Komisja Europejska wydała Europejski Zielony Ład (EZŁ).

## Europejski Zielony Ład

Ogłoszona w 2019 r. przez Komisję Europejską strategia<sup>54</sup> stawia przed państwami członkowskimi konkretny cel: osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. EZŁ można zakwalifikować jako politykę międzysektorową<sup>55</sup> ze względu na wielość regulowanych obszarów życia społeczno-gospodarczego, w których dążyć się będzie do osiągnięcia stanu neutralności klimatycznej. W EZŁ określono wizję rozwoju gospodarki w sposób neutralny dla klimatu i przyczyniający się do wzrostu gospodarczego.

W przypadku energetyki cel ten ma być osiągnięty poprzez:

- stworzenie sektora bazującego w dużej mierze na źródłach odnawialnych,
- odejście od węgla w szybkim tempie,
- obniżenie emisyjności sektora gazu.

W przypadku ostatniego z wymienionych postulatów jego osiągnięcie ma nastąpić na drodze rozwoju produkcji gazów o „niskiej emisyjności”. Komisja Europejska zadeklarowała przy tym konieczność opracowania „(...) dalekowzrocznej koncepcji konkurencyjnego bezemisyjnego rynku gazu i rozwiązanie problemu emisji metanu związanych z energią”.

W EZŁ nie wskazano *expressis verbis* konieczności wykorzystania biometanu. Jednak zrealizowanie przyjętych w nim celów tj.: obniżania emisyjności systemu energetycznego (w tym sektora gazu), skierowania wsparcia na prace rozwojowe w dziedzinie gazów o niskiej emisyjności i rozwiązanie problemu emisji metanu związanych z energią i dywersyfikacji dostaw, tworzy przestrzeń dla biometanu jako alternatywy dla kopalnego gazu ziemnego.

## Strategia metanowa UE

Ogłoszona przez Komisję Europejską w 2020 r. strategia<sup>56</sup> wskazuje, że metan jest drugim po dwutlenku węgla gazem wpływającym na zachodzącą zmianę klimatu. Oczywistym celem Unii Europejskiej powinna być zatem redukcja emisji tego gazu do atmosfery. W strategii wskazane zostały sektory gospodarcze w największym stopniu odpowiedzialne za emisję metanu w UE w kolejności:

- rolnictwo przede wszystkim w segmencie chowu zwierząt gospodarskich – 53%,
- gospodarka odpadami w obszarze składowisk odpadów, osadów ściekowych oraz wycieków z wadliwie zaprojektowanych biogazowni – 26%,
- energetyka w segmencie wydobywania, transportu i przeróbki ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wydobywania węgla – 19%,
- gospodarka odpadami w obszarze składowisk odpadów, osadów ściekowych oraz wycieków z wadliwie zaprojektowanych biogazowni.

54 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Europejski Zielony Ład (COM/2019/640 final).

55 A. Bator, A. Borek, K. Łuczak, A. Rybicka, P. Siwior, E. Wróblewski, *Adaptacja do zmian klimatu w unijnej i polskiej polityce klimatycznej oraz prawie klimatycznym*, Warszawa 2021, s. 39.

56 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu (COM/2020/663 final)

Strategia wskazuje na potrzebę zbudowania systemu monitorowania i pomiaru emisji metanu w wymienionych sektorach gospodarczych oraz wdrożenie odpowiednich rozwiązań umożliwiających ich redukcję. Osiągnięcie zamierzonego przez UE celu powinno się odbyć na drodze współpracy międzysektorowej, wdrożenia systemu pomiaru i sprawozdawczości oraz przyjęcia oraz przyjęcia stosownych regulacji dotyczących środowiska i klimatu<sup>57</sup>. Jednym z rekomendowanych przedsięwzięć redukujących niepożądaną emisję ma być rozwój produkcji biogazu. Bazą surowcową dla takiej działalności powinny stanowić odpady komunalne oraz odpady pochodzące z działalności rolniczej – przede wszystkim obornik. W ocenie KE dzięki produkcji biogazu możliwe będzie osiągnięcie wielu pozytywnych efektów w postaci:

- redukcji emisji będącej skutkiem naturalnych procesów fermentacji beztlenowej,
- redukcji zużycia paliw kopalnych,
- uzyskania źródła zrównoważonej energii odnawialnej,
- uzyskania dzięki pofermentowi naturalnego polepszacza gleb,
- generacji dodatkowego źródła dochodu dla gospodarstw rolnych<sup>58</sup>.

Zapowiedziane zostały także działania regulacyjne zmierzające do ułatwienia wprowadzenia na rynek gazów pochodzących ze źródeł odnawialnych. Wysiłki mają się skoncentrować przede wszystkim na rozwiązaniu kwestii połączenia z odpowiednią infrastrukturą umożliwiającą wspomnianym gazom dostęp do rynków<sup>59</sup>.

## REPowerEU

W obliczu agresji militarnej Rosji na Ukrainę oraz w odpowiedzi na towarzyszący jej kryzys energetyczny UE w maju 2022 r. przyjęła nową strategię<sup>60</sup>, której realizacja ma doprowadzić do równoległej realizacji celów klimatycznych oraz celów związanych ze wzmocnieniem bezpieczeństwa energetycznego. W dokumencie zdiagnozowano przede wszystkim podstawową słabość rynków energetycznych Unii w postaci nadmiernego uzależnienia od importu paliw kopalnych z Federacji Rosyjskiej. Recepta na poprawę bezpieczeństwa energetycznego jest prosta: „(...) szybkie zmniejszenie naszej zależności od rosyjskich paliw kopalnych przez przyspieszenie transformacji w kierunku czystej energii i połączenie sił, aby osiągnąć bardziej odporny system energetyczny i prawdziwą unię energetyczną”. Jednym z wymienionych działań służącym realizacji tego zamierzenia ma być „szybkie zastąpienie paliw kopalnych” czystymi źródłami energii<sup>61</sup>. W tym przypadku jednym z zamienników, który wskazuje KE jest biometan, ponieważ jego produkcja jest opłacalnym sposobem na realizację planu polegającego na zmniejszeniu przywozu gazu ziemnego z Rosji. Strategia REPowerEU określa pożądaną poziom produkcji biometanu w UE na 35 mld m<sup>3</sup>, który ma zostać osiągnięty w 2023 r. Natomiast nakłady inwestycyjne związane z rozwinięciem produkcji tego gazu wyceniono na 37 mld EUR<sup>62</sup>. Dokument zawiera także listę reko-

57 Ibidem, s. 4-8.

58 Ibidem, s. 8-9.

59 Ibidem, s. 10.

60 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów REPowerEU: *Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie* (COM/2022/108 final), która została kolejno uszczegółowiona w Komunikacie Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Plan REPowerEU (COM/2022/230 final).

61 Ibidem.

62 Ibidem, s. 9.

mendowanych działań, których podjęcie powinno „(...) usunąć główne bariery utrudniające zwiększenie zrównoważonej produkcji i zrównoważonego wykorzystania biometanu (...):”

- ustanowienie przemysłowego partnerstwa biogazu i biometanu w celu stymulowania łańcucha wartości gazów odnawialnych;
- wprowadzenie dodatkowych środków zachęcających producentów biogazu do tworzenia wspólnot energetycznych;
- zapewnienie zachęt do uzdatniania biogazu w celu uzyskania biometanu;
- propagowanie dostosowania istniejącej i wdrożenia nowej infrastruktury do transportu większej ilości biometanu przez sieć gazową UE;
- zniwelowanie luk w dziedzinie działania badań naukowych, rozwoju i innowacji;
- ułatwienie dostępu do finansowania oraz uruchomienie finansowania unijnego w ramach instrumentu „Łącząc Europę”, polityki spójności, RRF i wspólnej polityki rolnej<sup>63</sup>.

KE kładzie przy tym szczególny nacisk na zrównoważonym podejściu do produkcji biometanu, której istotą jest oparcie się na wykorzystaniu „(...) odpadów organicznych oraz pozostałości leśnych i rolniczych, aby uniknąć wywierania wpływu na użytkowanie gruntów i bezpieczeństwo żywnościowe”<sup>64</sup>.

## 2.2. Biometan w strategii energetycznej i klimatycznej Polski

### Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK)

Plan jest polityką państwa członkowskiego UE o strategicznym charakterze, której opracowanie wynika z rozporządzenia unijnego – Europejskiego prawa o klimacie<sup>65</sup>.

Aktualnie obowiązujący plan zawiera koncepcję dalszego rozwoju gospodarki energetycznej w Polsce uwzględniając przy tym konieczność osiągnięcia celów klimatycznych EU w zakresie redukcji gazów cieplarnianych oraz zwiększenia udziału OZE.

Rozwój OZE w Polsce ma zatem obejmować także:

- pozyskiwanie sterowalnej energii i ciepła z biomasy dla gospodarstw domowych,
- wykorzystanie biomasy przez przedsiębiorstwa ciepłownicze (ze względu na dostępność paliwa i jego parametry techniczno-ekonomiczne),
- wykorzystanie biogazu w skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła.

W świetle KPEiK powstająca w Polsce sieć biogazowni w zależności od lokalizacji i miejscowych potrzeb, może być wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej, chłodu i biometanu. Plan akcentuje także uzyskanie dodatkowych korzyści z takiego zagospodarowania biomasy w postaci:

- lepszej gospodarki odpadami (m.in. odpadów zwierzęcych, odpadów komunalnych),
- zdolności do magazynowania energii w biogazie na cele regulacyjne,
- rozwoju obszarów wiejskich<sup>66</sup>.

63 Ibidem, s. 10.

64 Ibidem.

65 art. 6 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie) (Dz. Urz. UE. L. z 2021 r. Nr 243).

66 Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030. Założenia i cele oraz polityki działania*, Warszawa, s. 95-96.

Wstępna wersja aktualizacji KPEiK<sup>67</sup> nie zmienia istotnie założeń w zakresie rozwoju biometanu. Wskazuje, że:

- elektrownie wykorzystujące biometan będą uzupełniały OZE, lecz inwestycje te w ocenie twórców polityki wymagają wysokich nakładów,
- wykorzystanie biometanu uwarunkowane jest wolą lokalnej społeczności,
- operatorzy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego zobowiązani są do dostosowania sieci do przesyłu m.in. biometanu.

Wstępna aktualizacja KPEiK nie traktuje priorytetowo biometanu, koncentrując cele wokół wielkoskalowej energetyki jądrowej i wodoru. Natomiast brak wskazania wprost na potencjał biometanu nie oznacza, że jego znaczenie nie będzie rosło w lokalnej energetyce obywatelskiej, gdyż wykorzystanie biometanu stanowi szansę dla transformacji ciepłownictwa i pozwala zdywersyfikować gazownictwo.

### Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040)<sup>68</sup>

Rola biometanu i biogazu w gospodarce energetycznej Polski określona została w przyjętej w 2021 r. aktualnej Polityce Energetycznej Państwa<sup>69</sup>. Jednym z trzech filarów PEP2040 jest stworzenie w Polsce zeroemisyjnego sektora energetycznego. Generalny kierunek proklimatycznych zmian ma prowadzić do znaczącego ograniczenia zużycia paliw kopalnych oraz redukcji gazów cieplarnianych. W perspektywie 2040 r. udział OZE w gospodarce energetycznej ma osiągnąć poziom 28,5%. Przewidziana w PEP2040 transformacja ma dotyczyć sektora elektroenergetycznego, gazownictwa oraz transportu. W wszystkich wymienionych trzech segmentach określono rolę dla biogazu i biometanu.

- **Transformacja elektroenergetyki:** udział produkcji energii z OZE do 2040 r. oszacowano na ok. 40%. Biogaz ma być jednym z odnawialnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej. Potencjał wytwórczy biogazu ma być wykorzystany przede wszystkim w „skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła”. Ze względu na możliwość przechowywania biogazu przewidziano, że może on także „(...) być wykorzystany w celach regulacyjnych i na potrzeby samobilansowania się klastrów energii oraz spółdzielni energetycznych”<sup>70</sup>.
- **Transformacja gazownictwa:** celem jest osiągnięcie przez krajowy system rurociągowy możliwości przesyłu zawierającej ok. 10% gazów innych niż ziemny gaz ziemny, w tym przede wszystkim biometan i wodór. Wskazuje się przy tym, że Biometan może być odpowiednim zamiennikiem dla gazu kopalnego szczególnie w sytuacjach, w których budowa gazociągu zasilającego lokalne wyspowe sieci gazownicze jest niemożliwa. W takich przypadkach rozwiązaniem problemu dostępu do paliwa gazowego może być rozwój biometanowni i zasilanie takiej infrastruktury i odbiorców biometanem<sup>71</sup>.

67 Wstępna wersja Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacja KPEiK z 2019 r.) z dnia 29 lutego 2024 r. przedłożona do oceny Komisji Europejskiej.

68 Przyjęcie aktualizacji KPEiK spowoduje faktyczną dezaktualizację celów przyjętych w PEP2040 r. Natomiast obie polityki obowiązują równolegle i są wydawane na podstawie odrębnych podstaw prawnych, tj. przyjęcie PEP2040 wynika z art. 15a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266), a KPEiK, jak wskazano powyżej z art. 6 rozporządzenia 2021/1119.

69 Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. z 2021 r. poz. 264).

70 Ibidem, s. 65, 66.

71 Ibidem, s. 50.

- **Transformacja transportu:** Polska zobowiązana jest na podstawie regulacji unijnych do osiągnięcia w perspektywie 2030 r. 14% energii odnawialnej w transporcie drogowym i kolejowym. Osiągnięciu tego celu m.in. służyć mają działania prowadzące do „(...) zwiększenia wykorzystania surowców odpadowych do wytwarzania biokomponentów oraz biogazu (biometanu) zużywanego w transporcie”<sup>72</sup>.

W w/w polityce podkreślono także dodatkowe, przyszłe korzyści osiągnięte dzięki rozwojowi produkcji biometanu. Przede wszystkim wskazano, że ta produkcja przyczyni się racjonalnego zagospodarowania odpadów i produktów ubocznych z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego. Produkcja biogazu i biometanu będzie także wzmocniać potencjał rozwojowy terenów rolniczych w Polsce.

### 2.3. Unijne i krajowe prawodawstwo

Prawną realizacją zaplanowanych przez UE celów w zakresie rozwoju biometanu i wykorzystania tego źródła do obniżenia emisyjności gazownictwa jest przyjęcie tzw. pakietu gazowo-wodorowego<sup>73</sup>, w ramach tzw. pakietu Fit For 55<sup>74</sup>. Pakiet gazowo-wodorowy ma na celu odejście od monosurowcowego rynku gazu na rzecz zdywersyfikowania źródeł wytwórczych poprzez włączenie wodoru i biometanu. Nowe regulacje umożliwiają zatłaczanie wodoru i biometanu w formule tzw. blendingu<sup>75</sup>. Definicja gazu ziemnego zrównała jednak znaczenie zawartego w nim metanu z biometanem, z uwagi na właściwości fizykochemiczne. Umożliwione zostało zatłaczanie biometanu do sieci gazu ziemnego pod warunkiem spełnienia warunków technicznych i bezpieczeństwa. Docelowo unijny system gazowy ma składać się ze zdywersyfikowanych sieci gazowych – gazociągów zasilanych gazem ziemnym w domieszce z wodorem i biometanem i odrębnych wodorociągów. Przy czym w odniesieniu do kryteriów zrównoważonego rozwoju, dyskusyjne pozostaje wytwarzanie wodoru z biometanu, mając na względzie jego deficytowy charakter, zapotrzebowanie w gospodarce na biometan i jednocześnie wielość procesów umożliwiających wytwarzanie odnawialnego wodoru.

### 2.4. Ewolucja polskiego prawodawstwa

Równoległe do przyjmowanych polityk i procedowanych regulacji prawnych w zakresie rozwoju biometanu na poziomie UE, polski rynek energii również przygotowuje się do implementacji unijnego pakietu gazowo-wodorowego, w tym w odniesieniu do biometanu. Konsekwencją wyznaczonych celów strategicznych w zakresie rozwoju biometanu w Polsce jest przyjęcie w 2023 r. pierwszych regulacji prawnych

72 Ibidem, 54.

73 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylecia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 (wersja przekształcona) Tekst mający znaczenie dla EOG (Dz. Urz. UE. L. z 2024 r. poz. 1789) przyjętego na wniosek Komisji Europejskiej (COM/2021/804 final) i Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE. L. z 2024 r. poz. 1788) przyjętej na wniosek Komisji Europejskiej (COM/2021/803 final)

74 Zob. wnioski prawodawcze wchodzące w skład pakietu Fitfor55, który ma pozwolić m.in. na redukcję emisji gazów cieplarnianych przez UE o co najmniej 55% do 2030 r., <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

75 Por. European Biogas Association, *Decarbonising Europe's hydrogen production with biohydrogen. The role of sustainable biohydrogen in the total energy mix*, 2023, s. 10.

dla biometanu. W tym względzie należy wskazać wprowadzenie ustawowej definicji biometanu<sup>76</sup>, która wskazuje, że jest to gaz, który może zostać uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego po oczyszczeniu i może zostać wprowadzony do sieci gazowej lub transportowany w postaci sprężonej albo skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystany do tankowania pojazdów silnikowych. Ustawodawca istotnie rozszerzył katalog substratów, z których może być wytwarzany biogaz rolniczy. Obserwując doświadczenia innych państw<sup>77</sup>, ustawodawca powinien także wprowadzić regulacje zapobiegające szybkiej uprawie roślin energetycznych, co nie przyczyniłoby się do produkcji biometanu z odpadów, lecz stanowiłoby produkcję gazu sprzeczną z zasadą zrównoważonego rozwoju w odniesieniu do produkcji biometanu, jak i polityki rolnej oraz żywnościowej.

Biometan został objęty systemem gwarancji pochodzenia, która potwierdza, że odpowiednia ilość biometanu została wytworzona w instalacji OZE i wprowadzona do (i) sieci gazowej, (ii) innego środka transportu lub (iii) instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych biometanem<sup>78</sup>. Rozwiązanie to istotnie wspiera redukcję emisji i wypełnianie standardów ESG przez przedsiębiorstwa realizujące korporacyjne strategie zrównoważonego rozwoju. Prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania biometanu jest działalnością regulowaną, a wytwórca podlega obowiązkowi wpisu do właściwego rejestru<sup>79</sup>. Wytwarzanie biometanu w instalacjach OZE o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW zostało objęte systemem wsparcia na zasadzie dopłat do ceny rynkowej (*feed-in-premium*)<sup>80</sup>. Oznacza to możliwość sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej wybranemu podmiotowi. Cena referencyjna sprzedaży 1 MWh biometanu jest określana w drodze rozporządzenia przez ministra właściwego ds. klimatu, oddzielnie dla instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu z biogazu i biometanu z biogazu rolniczego<sup>81</sup>.

Natomiast pełne wykorzystanie polskiego potencjału w zakresie wielkoskalowej produkcji biometanu wymaga rozszerzenia systemu wsparcia na jednostki o większej mocy. Istotnym rozwiązaniem jest także wprowadzenie obowiązku operatora systemu dystrybucyjnego gazowego (OSDg) do wskazania alternatywnej najbliższej lokalizacji względem lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę do przyłączenia instalacji służącej do wytwarzania biometanu w przypadku udzielenia odmowy wydania warunków przyłączenia w miejscu wskazanym przez wnioskodawcę, wynikającą z przyczyn technicznych lub ekonomicznych<sup>82</sup>. W tym miejscu należy także wskazać przyjętą ustawę szczególną<sup>83</sup>, w drodze której wprowadzone zostały rozwiązania ułatwiające realizację inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, co ma kluczowe znaczenie dla produkcji biometanu. Wprowadzono m.in. możliwość realizacji biogazowni rol-

76 art. 2 pkt 3c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 ze zm.).

77 Z. Szymańska, *Corn, soy are not the only way for Germany to cut CO<sub>2</sub> emissions from fuels - ministry*, <https://www.reuters.com/business/environment/corn-soy-are-not-only-way-germany-cut-co2-emissions-fuels-ministry-2022-05-03/>, 14.08.2024 r.

78 art. 120 ust. 1 pkt 2 w/w ustawy.

79 Por. J. Kozikowski, A. Pinkas, W. Wrochna, *Nowe prawo dla biometanu. Czy przyspieszy wielkoskalowe inwestycje biometanowe w Polsce?* [w:] *Magazyn Polska Chemia*, 3/2023, s. 15-17, <https://pipc.org.pl/wp-content/uploads/2023/09/Polska-Chemia-3-2023-online.pdf>

80 art. 83l w/w ustawy.

81 Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2477) cena referencyjna biometanu dla instalacji OZE służącej do wytwarzania: (i) biometanu z biogazu wynosi 538 zł/ 1 MWh i (ii) biometanu z biogazu rolniczego wynosi 545 zł/ 1 MWh.

82 art. 7 ust. 1e p.e.

83 Ustawa z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu (Dz. U. z 2023 r. poz. 1597).



niczej niezależnie od ustaleń miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, pod warunkiem, że nie jest ona sprzeczna ze studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy<sup>84</sup> oraz uchwałą o utworzeniu parku kulturowego, a rada gminy przyjmie uchwałę o ustaleniu lokalizacji biogazowni rolniczej. Określono także maksymalny termin na wydanie warunków przyłączenia biogazowni rolniczej o mocy nie większej niż 2 MW do sieci elektroenergetycznej (do 90 dni).

Wprowadzony został także obowiązek OSDg do przyjęcia, w przypadku wprowadzenia biometanu do sieci, metodologii określania ciepła spalania paliw gazowych dla danego obszaru w taki sposób, by wyznaczona średnia wartość ciepła spalania paliw gazowych dla danej doby nie różniła się więcej niż o  $\pm 4\%$  od wartości ciepła spalania paliw gazowych określonej w którymkolwiek punkcie danego obszaru (jako odstępstwo od średniej wartości ciepła spalania paliw gazowych na poziomie do  $\pm 3\%$ )<sup>85</sup>. Procedowane jest także rozporządzenie<sup>86</sup>, które szczegółowo określi metodologię obliczania m.in. biometanu wytworzonego w instalacji OZE i transportowanego w inny sposób niż siecią gazową. Pomiar ilości biometanu ma być dokonywany na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, w sposób ciągły w okresie przesyłu biometanu i w miejscu zlokalizowanym bezpośrednio przed punktem dalszego wykorzystywania lub przetwarzania biometanu.

Należy także nadmienić, że na poziomie polskiego prawa krajowego procedowane są regulacje prawne w zakresie rozszerzenia rynku gazu o tzw. gazy zdekarbonizowane<sup>87</sup>, której założenia nie są jeszcze znane, ale w związku z przyjęciem w/w unijnego pakietu gazowo-wodorowego, wymagana będzie implementacja regulacji unijnych.

Istotne dla rozwoju biometanu są także procedowane obecnie regulacje w ramach projektu nowelizacji ustawy OZE<sup>88</sup>. W odniesieniu do biometanu warto wskazać, że planowane jest objęcie działań w zakresie budowy i modernizacji instalacji OZE nadrzędnym interesem publicznym i zakwalifikowanie takich działań jako służących zdrowiu lub bezpieczeństwu<sup>89</sup>. Wytwórca celem sprzedaży biometanu do sieci gazowej będzie zobowiązany także do wskazania w deklaracji składanej prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, że do wytworzenia biometanu nie będą wykorzystywane biogaz lub biogaz rolniczy lub wodór odnawialny, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju<sup>90</sup>. Ponadto okres uprawniający wytwórców biometanu do uzyskania prawa do pokrycia ujemnego salda ma zostać wydłużony z 30 czerwca 2048 r. do dnia 30 czerwca 2051 r.<sup>91</sup>

84 Z zastrzeżeniem, że studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy zostanie zastąpione przez plan ogólny najpóźniej do końca 2025 r.

85 §40 ust. 3a Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158 ze zm.)

86 Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe [nr wykazu 1098]

87 Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw [nr wykazu UD36]

88 Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw [nr wykazu UD 41]

89 planowane dodanie art. 3b do u.o.z.e.

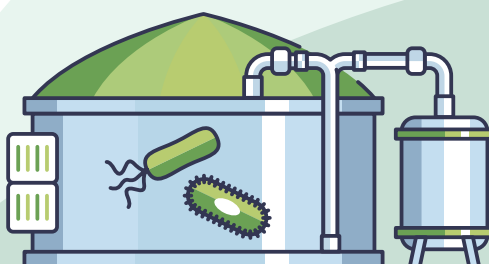
90 planowane dodanie pkt 5 i 6 do ust. 1 pkt 4 w art. 83m u.o.z.e. w zakresie warunków złożenia oświadczenia


91 planowana zmiana w art. 83p u.o.z.e.

## Konkluzje:

- Rozwój biometanu jako odnawialnego źródła energii ma kluczowe znaczenie dla realizacji zobowiązań klimatycznych i zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację źródeł dostaw.
- Określone na poziomie polityk cele w zakresie rozwoju biometanu, pomimo, że są pozbawione mocy wiążącej, stanowią istotną przedprawną rolę, wyznaczając pożądany kierunek legislacyjny.
- Potrzebna jest pilna aktualizacja krajowych polityk energetycznych z uwzględnieniem dynamiki zmian w zakresie coraz bardziej rozproszonego systemu energetycznego. Polityki energetyczne powinny wskazywać nie tylko cele w zakresie mocy zainstalowanej biometanu w systemie energetycznym, ale także zakres zaangażowania w rozwój biometanu przez biznes, administrację publiczną, naukę i organizacje pozarządowe, w tym planowane instrumenty wsparcia. W tym w projekcie aktualizacji KPEiK powinien zostać wskazany znacznie większy potencjał biometanu.
- Przyjęcie unijnego pakietu gazowo-wodorowego umożliwi powstanie unijnego rynku tzw. gazów zdekarbonizowanych, w tym biometanu i wodoru. Zasilenie sieci gazowych, w dużej mierze, biometanem umożliwi rozwój i stabilizację sektora biometanu i pozwoli zdywersyfikować źródła paliw gazowych w kierunku dekarbonizacji.
- Transformacja gazownictwa powinna uwzględniać nie tylko wykorzystanie wodoru, ale także szersze wykorzystanie biometanu ze względu na wielkoskalowy krajowy potencjał do produkcji biometanu. Niekorzystne jest promowanie wykorzystania biometanu jedynie jako substratu do produkcji wodoru.
- Do polskiego systemu prawnego wprowadzone zostały pierwsze regulacje dla biometanu, w tym: (i) definicja prawna, (ii) objęcie biometanu systemem gwarancji pochodzenia, (iii) rozszerzenie systemu wsparcia na zasadzie dopłat do ceny rynkowej (FIP) na instalacje OZE produkujące biometan, (iv) zobowiązanie operatorów systemu dystrybucyjnego gazowego do wskazania alternatywnej lokalizacji dla przyłączenia instalacji do wytwarzania biometanu w przypadku wydania odmowy przyłączenia. Przyjęta została także ustawa szczególna dla realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, która wprowadza uproszczenia w lokalizacji biogazowni rolniczych.
- Istotną regulacją dla tzw. *zazielenienia* sieci gazowych jest wprowadzenie odstępstwa od średniej wartości ciepła spalania paliw gazowych dla biometanu zatłaczanego do sieci gazowych. Kluczowe będzie także określenie metodologii obliczania m.in. biometanu wytworzonego w instalacji OZE i transportowanego w inny sposób niż siecią gazową.

- W drodze postulatu *de lege ferenda* można wskazać rozszerzenie systemu wsparcia biometanu na jednostki o mocy większej niż 1 MW, uwzględniając ekonomiczną opłacalność takich inwestycji i wprowadzenie regulacji, które będą określały dopuszczalne kategorie substratów. Należy promować wykorzystywanie substratów, pochodzących z odpadów organicznych, komunalnych i produktów ubocznych produkcji, a ograniczać wykorzystywanie niezrównoważonego substratu w postaci np. roślin energetycznych.
- Niewątpliwie rozwój biometanu wymaga przyjęcia celów w zakresie prognozowanego udziału biometanu w mieszkaniu energetycznym, co pozwoli inwestorom postrzegać polski rynek jako perspektywiczny dla rozwoju projektów biometanowych.



The background of the slide is a microscopic image of plant cells, showing a dense network of cell walls. The color transitions from a deep green on the left to a bright yellow-green on the right, creating a gradient effect. A vertical orange bar is positioned to the left of the text.

# 3 Rozwój produkcji biometanu w Unii Europejskiej – studium przypadków

### Rozdział 3.

## Rozwój produkcji biometanu w Unii Europejskiej – studium przypadków

### 3.1. Europejski sektor biometanu

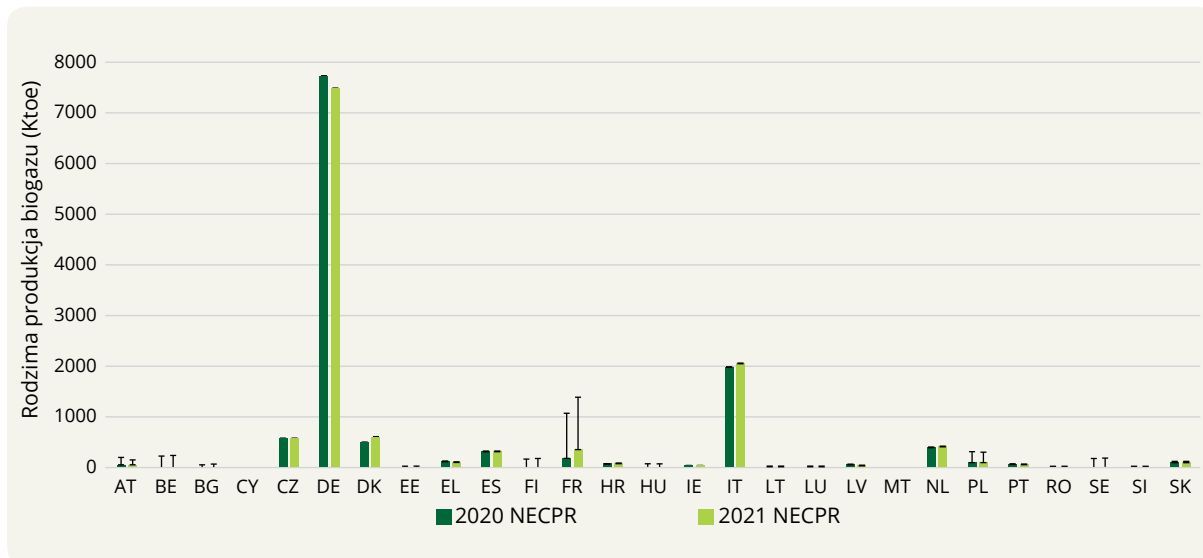
Produkcja biometanu w Unii Europejskiej związana jest ściśle z poprzedzającym ją rozwojem sektora biogazowego. Wytwarzanie biogazu przeznaczone było, i nadal jest, do lokalnej generacji zeroemisyjnej energii elektrycznej. Pozyskiwanie energii z biogazu jest bowiem jednym z kierunków transformacji gospodarki energetycznej w realizowanej w ramach polityki klimatycznej Unii Europejskiej<sup>92</sup>. Według udostępnionych w 2022 r. przez Międzynarodową Agencję ds. Energii (ang. International Energy Agency, dalej IEA) danych, produkcja biogazu w Unii Europejskiej miała wynieść 170 TWh (ok. 16,1 mld m<sup>3</sup>)<sup>93</sup>. Podane w statystyce wolumeny gazu zostały wyprodukowane przez ok. 20 000 biogazowni działających na terenie państw należących do UE (dane za 2021 r.)<sup>94</sup>.

92 U. Brémond, A. Bertrandias, J-P Steyer, N. Bernet, H. Carrere, *A vision of European biogas sector development towards 2030: Trends and challenges*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965262035109X>, 10.03.2021 r.

93 M. Torrijos, State of Development of Biogas Production in Europe, „Procedia Environmental Sciences”35 ( 2016 ) 881 – 889.

94 Z. Nowak, M. Zaniewicz, *Biogaz – element bezpieczeństwa energetycznego UE*, PISM „Biuletyn”, NR 108 (2527), 6 LIPCA 2022, s. 1.

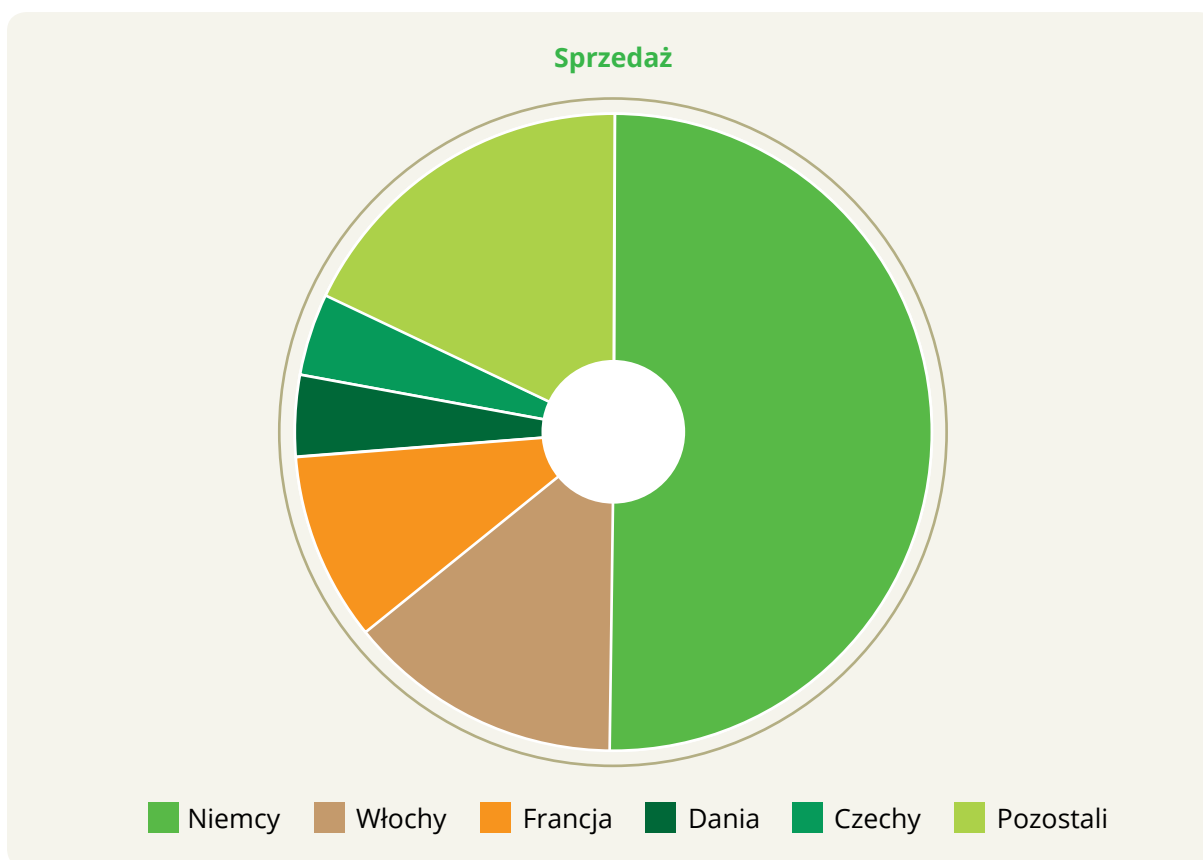
**RYS. 2.** Produkcja biogazu w państwach UE w latach 2020-2021\*.



\*Produkcja biogazu zgłoszona w 2020 r. - lewy słupek i 2021 r. - prawy słupek w poszczególnych państwach członkowskich.

Źródło: Komisja Europejska

**RYS. 3.** Udział poszczególnych państw członkowskich w łącznej produkcji biometanu w Unii Europejskiej.

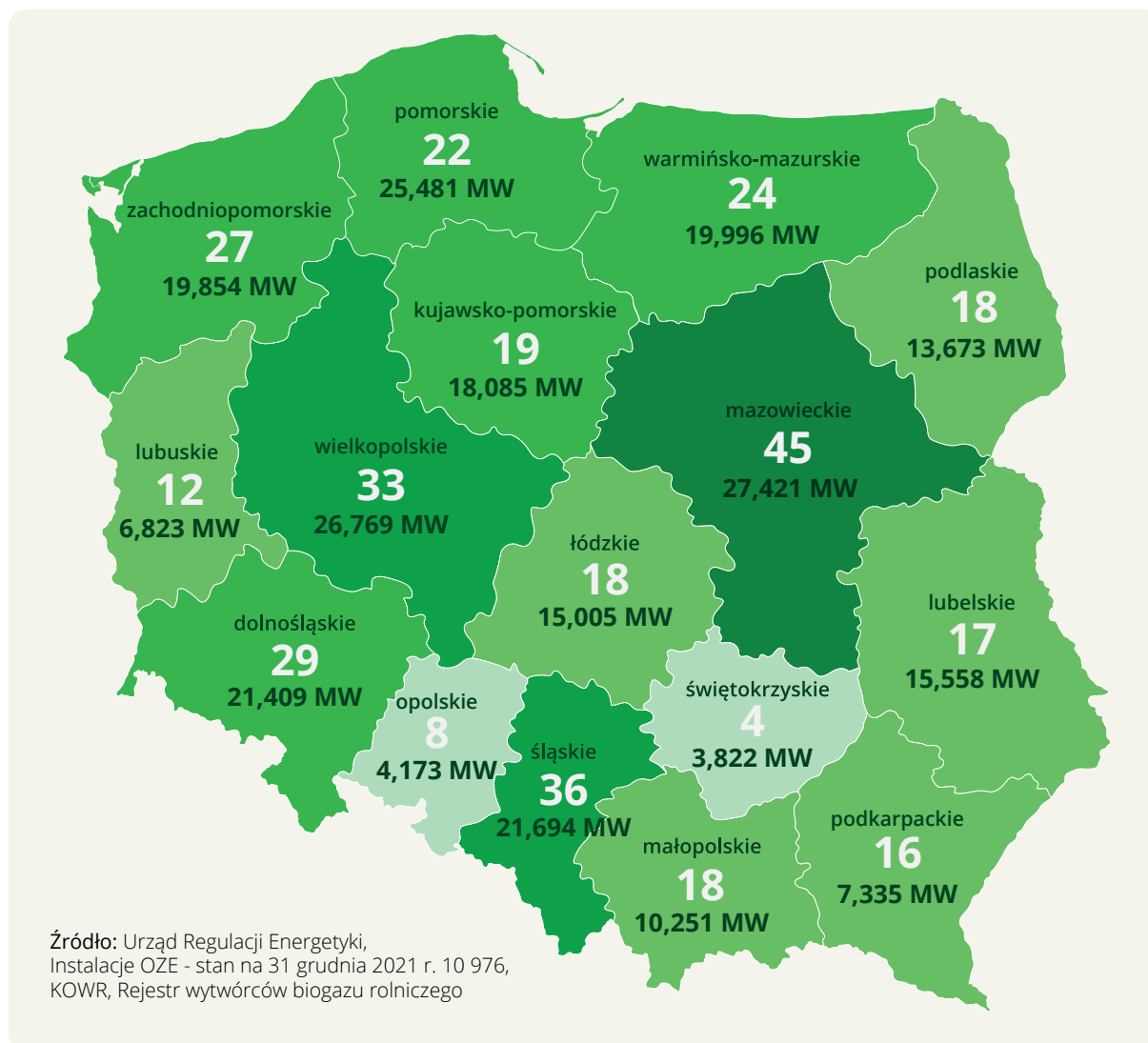


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Komisji Europejskiej.

Pozycję wieloletniego lidera w zakresie wytwarzania biogazu w UE są Niemcy, które w 2021 r. odpowiadały za 50,4% całkowitej produkcji posiadając 11 269 wytwórni biogazu<sup>95</sup>. Do grona liczących się producentów tego gazu zaliczają się w kolejności także: Włochy (13,9%), Francja (9,4%), Dania (4,2%) oraz Czechy (4%). Łączna produkcja biogazu odnotowana w UE w 2021 r. wyniosła 14 929 ktoe, co oznacza wzrost o 1,7% w porównaniu z 14 687 ktoe w 2020 r.<sup>96</sup>.

W Polsce na koniec 2021 r. działało 346 instalacji biogazowych o łącznej zainstalowanej mocy 257 MW<sup>97</sup>.

**RYS. 4.** Mapa lokalizacji wg województw biogazowni w Polsce, stan na koniec 2021 r.



Źródło: <https://magazynbiomasa.pl/biogazownie-w-polsce-gdzie-jest-ich-najwiecej-sprawdz/>

95 Teraz Środowisko, *Biogaz w Polsce. Nowe otwarcie*, <https://www.teraz-srodowisko.pl/publikacje/biogaz-w-polsce-2023/teraz-srodowisko-publicacja-biogaz-w-polsce-2023.pdf>, 3.04.2023 r.

96 Komisja Europejska, *Sprawozdanie o stanie unii energetycznej 2023*, Bruksela, 24.10.2023 r.,

97 *Biogaz w Polsce. Nowe...* [op. cit.], s. 11., <https://www.teraz-srodowisko.pl/publikacje/biogaz-w-polsce-2023/teraz-srodowisko-publicacja-biogaz-w-polsce-2023.pdf>, 3.04.2023 r.

Biometan, jak już wspomniano w rozdziale drugim, uzyskuje się w procesie technologicznym uszlachetniającym biogaz. Uformowanie sektora biogazowego stworzyło podstawę wyjściową, dla uruchomienia i produkcji biometanu w Europie. Jednak osiągnięte do tej pory zdolności produkcyjne biometanu dzieli jeszcze znaczący dystans od istniejących możliwości produkcyjnych w zakresie biogazu.

Według danych IEA, produkcja biometanu w Unii Europejskiej w 2021 r. miała wynieść 35 TWh (ok. 3,3 mld m<sup>3</sup>)<sup>98</sup>. Natomiast według danych Europejskiego Stowarzyszenia Biometanu (ang. European Biogas Association, dalej EBA) zdolności produkcyjne biometanu zlokalizowane w Europie wyniosły łącznie 6,4 mld m<sup>3</sup> (ok. 67,5 TWh). 81% tych mocy zlokalizowana jest w granicach 19 państw należących do Unii Europejskiej. W latach 2021-2024 zdolności produkcyjne w UE systematycznie wzrastały osiągając następujące wartości:

- 2021 r. - 3,5 mld m<sup>3</sup> (ok. 37 TWh)
- 2022 r. - 3,8 mld m<sup>3</sup> (ok. 40 TWh)
- 2023 r. - 4,2 mld m<sup>3</sup> (ok. 44 TWh)
- 2024 r. - 5,2 mld m<sup>3</sup> (ok. 54 TWh)

EBA monitoruje także liczbę zakładów biometanowych w poszczególnych państwach europejskich, których łączna liczba w czerwcu 2024 r. wyniosła 1 548. 80% z nich była podłączona do istniejącej sieci gazowniczej. Z udostępnionych danych wynika, że w ostatnich 2-3 latach ich liczba stale rośnie, jednak skala tego wzrostu nie jest zbliżona w poszczególnych państwach. Zdecydowana większość instalacji biometanowych, bo aż 1 366 zlokalizowana jest w granicach 19 państw należących do Unii Europejskiej. Spośród państw unijnych niewątpliwym liderem w tej dziedzinie jest Francja, która odnotowuje największe wzrosty liczone rok do roku. Liczba instalacji wyraźnie zwiększa się także we Włoszech oraz Holandii. Do grona producentów biometanu trafiły w ostatnich 2 latach takie państwa jak Litwa, Portugalia czy Słowacja. Stagnacje w rozwoju branży biometanowej odnotować można natomiast w Niemczech i Austrii (patrz tabela nr 4).

**TAB. 4.** Liczba instalacji biometanowych w państwach UE w latach 2022-2024.

Lp.	Państwo	2022 r.	2023 r.	2024 r.
1.	Austria	16	16	16
2.	Belgia	6	8	9
3.	Czechy	2	2	9
4.	Dania	49	50	58
5.	Estonia	5	6	8
6.	Irlandia	2	2	2
7.	Finlandia	22	23	24
8.	Francja	337	477	675
9.	Hiszpania	3	5	9
10.	Holandia	61	70	79
11.	Litwa	0	0	2

98 IEA, *Scaling up biomethane in the European Union: Background paper* [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9c38de0b-b-710-487f-9f60-f19d0bf5152a/IEAWorkshop\\_Scalingupbiomethane\\_backgroundpaper.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9c38de0b-b-710-487f-9f60-f19d0bf5152a/IEAWorkshop_Scalingupbiomethane_backgroundpaper.pdf), 28.09.2022 r.



12.	Luksemburg	3	3	3
13.	Łotwa	1	1	4
14.	Portugalia	0	0	3
15.	Niemcy	242	254	254
16.	Słowacja	0	1	1
17.	Szwecja	70	72	74
18.	Węgry	2	2	3
19.	Włochy	33	106	133
	<b>Razem</b>	<b>849</b>	<b>1 098</b>	<b>1 366</b>

**Źródło:** European Biogas Association, *EBA Statistical Report 2023, 2024*

EBA przewiduje utrzymanie się w UE trendu wzrostowego, który powinien w 2030 r. spowodować rozwój produkcji biometanu do poziomu ok. 20,2 mld m<sup>3</sup> rocznie (ok. 213 TWh)<sup>99</sup>. Na realność takiego scenariusza mają wskazywać zaplanowane inwestycje w nowe moce wytwórcze, których wartość do 2030 r oszacowana została na 27 mld EUR<sup>100</sup>. W perspektywie 2030 roku, według Instytutu Badań nad Energią i Środowiskiem (ifeu), w odniesieniu do szacunków ICCT, realistyczny i zrównoważony scenariusz przewiduje 17 mld m<sup>3</sup> biometanu<sup>101</sup>.

Poza Unią EBA odnotowała jeszcze 182 biometanowni w 5 państwach: Islandii, Norwegii, Szwajcarii, Ukrainie i Wielkiej Brytanii<sup>102</sup>.

**TAB. 5.** Liczba biometanowni w państwach europejskich będących poza UE, stan na kwiecień 2023 r.

Państwo	Liczba biometanowni
Islandia	2
Norwegia	14
Szwajcaria	42
Ukraina	5
Wielka Brytania	119
<b>Razem</b>	<b>182</b>

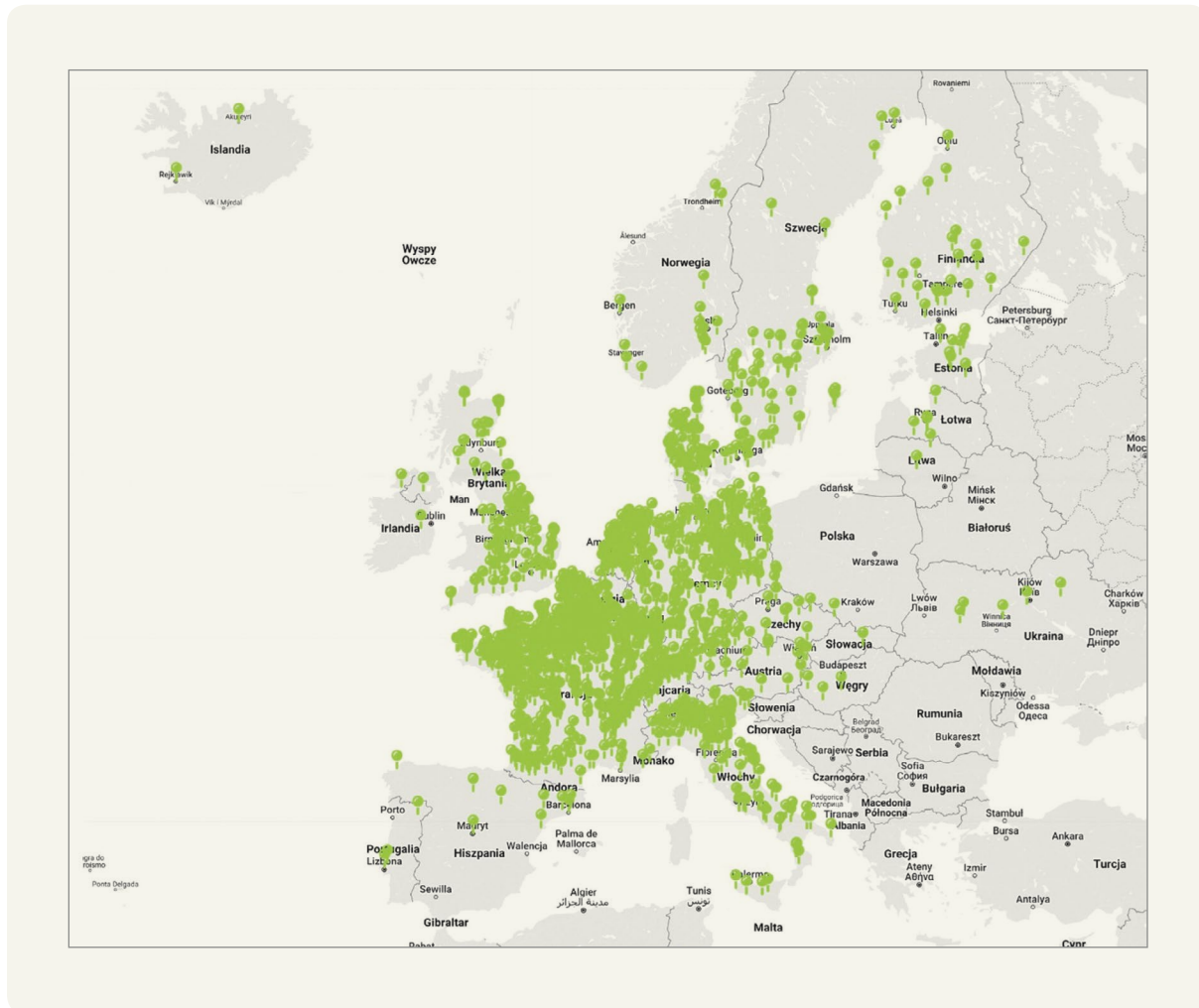
**Źródło:** EBA

99 European Biogas Association, *EBA Statistical Report 2023*, <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2023/>, 5.12.2023 r.

100 EBA, chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/[https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/07/EBA-Dig-Deep-Webinar\\_-Biomethane-scale-up-in-figures.pdf](https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/07/EBA-Dig-Deep-Webinar_-Biomethane-scale-up-in-figures.pdf)

101 ifeu, *Biomethane in Europe, 2022*, [https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu\\_ECF\\_biomethane\\_EU\\_final\\_01.pdf](https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_ECF_biomethane_EU_final_01.pdf)

102 EBA, *European Biomethane Map. Infrastructure for biomethane production 2024*, <https://www.europeanbiogas.eu/european-biomethane-map-2024/>

**RYS. 5.** Mapa rozmieszczenia biometanowni w Europie, stan na czerwiec 2024 r.

**Źródło:** <https://www.europeanbiogas.eu/european-biomethane-map-2024/>

Unia Europejska pozostaje liderem w produkcji biometanu, jednak bardzo szybko rośnie konkurencja ze strony rynku chińskiego i amerykańskiego<sup>103</sup>, gdzie przewaga polega m.in. na uproszczonych i stosunkowo szybkich procesach inwestycyjnych i znikomym systemie wydawania pozwoleń czy certyfikowania. Mimo imponujących wzrostów szacuje się, że Europa wykorzystuje zaledwie 4% swojego potencjału fermentacji beztlenowej, a biometan wciąż stanowi mniej niż 1% zużycia gazu na starym kontynencie.<sup>104</sup>

### Systemy wspomaganie produkcji biometanu

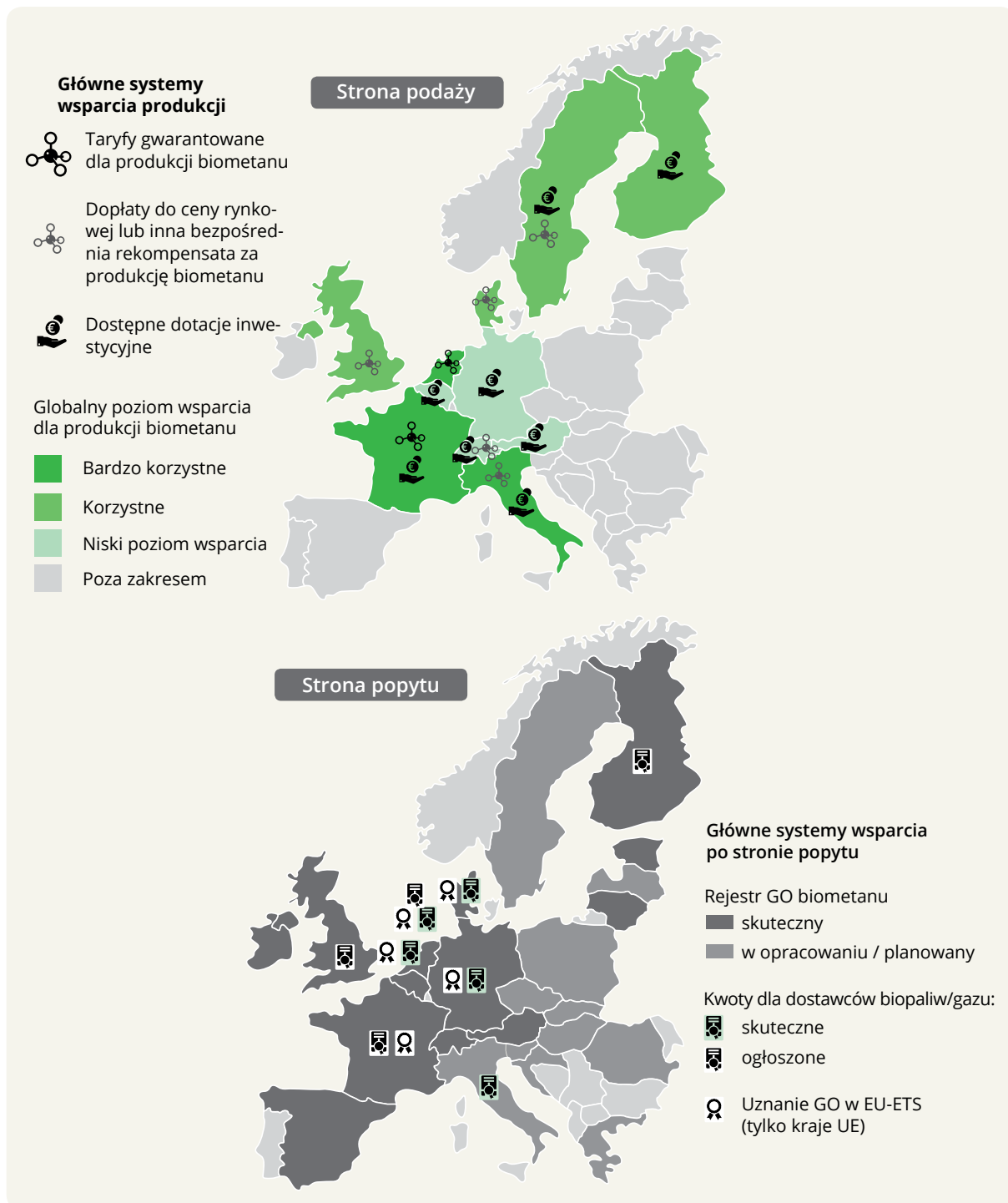
Nie podlega wątpliwości, że rozwój produkcji biometanu w Unii Europejskiej nie byłby możliwy bez stosowania mechanizmów wsparcia dla inwestycji oraz funkcjonowania rynku tego surowca. Produkcja

<sup>103</sup> Lukáš Vylupek i in., The future of biomethane, Artur D. Little, <https://www.adlittle.com/en/insights/viewpoints/future-bio-methane>, 14.06.2023 r.

<sup>104</sup> Raport EBA 2022.

biometanu w warunkach rynkowych wciąż nie jest bowiem opłacalna ze względu na stosunkowo wysokie koszty inwestycyjne i logistyczne związane m.in. z procesem pozyskiwania substratu. W Europie od ponad dekady funkcjonują programy wspierające produkcję biometanu w takich krajach jak Wielka Brytania, Dania, Szwecja czy Francja. Są one efektem decyzji politycznych wynikających z przekonania o konieczności rozwoju odnawialnych źródeł energii.

**RYS. 6.** Regulacyjne systemy wsparcia w 11 głównych krajach europejskich



Źródło: [https://www.sia-partners.com/system/files/document\\_download/file/2023\\_12/Sia%20Partners\\_Benchmark\\_Europe\\_Biomethane.pdf](https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2023_12/Sia%20Partners_Benchmark_Europe_Biomethane.pdf)

Najczęściej stosowane mechanizmy wsparcia w państwach europejskich, to:<sup>105 106 107</sup>

- **System taryf gwarantowanych (ang. feed-in tariff, FIT):** stosowana w polityce państwa zachęta do inwestowania w energię odnawialną poprzez zapewnienie długoterminowych kontraktów do producentów OZE zgodnie z kosztami wytwarzania poszczególnych technologii – odpowiednie wynagrodzenie za wyprodukowaną jednostkę energii odnawialnej, długoterminowe umowy, zapewniony dostęp do sieci, ceny oparte na kosztach poszczególnych technologii;
- **System dopłat do ceny rynkowej/premia zasilana (ang. feed-in premium, FIP):** mechanizm wsparcia inwestycji w energię odnawialną, polegający na wypłacie premii za sprzedaż jednostki energii odnawialnej na rynku (dopłata do ceny rynkowej);
- **System kwot i certyfikatów (ang. quota and green certificates):** system polegający na sprzedaży energii odnawialnej po cenie rynkowej oraz dodatkowy przychód dla producenta w postaci sprzedaży zielonych certyfikatów (wydawanych na każdą wyprodukowaną jednostkę energii z OZE);
- **Dotacje inwestycyjne:** kwota wsparcia finansowego otrzymywana na inwestycję w postaci budowy elektrowni czy obiektu energetycznego, która musi spełniać określone wymogi w zależności od rodzaju wsparcia;
- **Zachęty fiskalne:** zachęta w postaci zwolnień z podatków lub obniżek podatków w celu zrekomensowania niższej konkurencyjności danej technologii na rynku lub zachęta do rozwoju danej technologii w obiegu rynkowym.

Przepisy wspólnotowe mocują kraje członkowskie UE do wspierania producentów odnawialnych źródeł energii na rzecz nadrzędnych celów polityki klimatycznej i energetycznej. W przypadku produkcji biogazu, nie istnieją określone czy narzucone ramy mechanizmów wsparcia i każdy kraj wprowadza je w obrębie możliwych nakładów finansowych i rozwiązań prawnych oraz operacyjnych<sup>108</sup>. Podczas gdy niektóre kraje postanowiły skupić się na wspieraniu podaży poprzez ustanowienie taryf gwarantowanych lub dotacji inwestycyjnych, większość krajów uogólnia zachęty po stronie popytu, w szczególności poprzez kwoty i organizację rynku GO. Mnogość, różnorodność i zmienność w mechanizmach niejednokrotnie wymieniane są jako jedna z barier rozwoju europejskiego rynku biometanu<sup>109</sup>. W rozdziale przedstawiono przegląd mechanizmów wsparcia dla produkcji biometanu oraz przyjrzymy się doświadczeniom Niemiec, Francji i Danii jako krajów o najwyższej w Europie produkcji i najbardziej zróżnicowanym przekroju mocy wytwórczych biometanu.

105 W. Ignaciuk, M. Szymańska, A. Wąs, *Development of the Biomethane Market in Europe*, „Energies”, <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/4/2001>, 17.02.2023 r.

106 SIA Partners, 2023, 7th European Biomethane Benchmark. [https://www.sia-partners.com/system/files/document\\_download/file/2023-12/Sia%20Partners\\_Benchmark\\_Europe\\_Biomethane.pdf](https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2023-12/Sia%20Partners_Benchmark_Europe_Biomethane.pdf)

107 Yuxia, Y.; Rysse, M.; Scholwin, F.; Grope, J.; Clinkscapes, A.; Bowe, S. *Biomethane Production and Grid Injection: German Experiences, Policies, Business Models and Standards*; National Energy Administration: Beijing; Berlin, 2020.

108 M. Decorte i in., *Mapping the state of play of renewable gases in Europe*, <https://www.regatrace.eu/wp-content/uploads/2020/02/REGATRACE-D6.1.pdf>, 4.02.2020 r.

109 G. Freedman, *Can biomethane decarbonise Europe's gas market?* WoodMackenzie 2020, <https://www.woodmac.com/news/opinion/can-biomethane-decarbonise-europes-gas-market/>, 23.09.2020 r.

## 3.2. Niemcy

Rozpoczęcie produkcji biometanu w Niemczech poprzedzone zostało rozwojem sieci instalacji wytwarzających biogaz. Impulsem do rozwoju mocy produkcyjnych biogazu w Niemczech, stała się nowelizacja przyjęta w 2000 r. ustawa o odnawialnych źródłach energii – Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)<sup>110</sup>, która m.in. wprowadziła gwarantowane stawki dla energii elektrycznej produkowanej z biogazu w postaci taryf gwarantowanych tzw. FiT (ang. feed in tariffs – FiT). W 2008 r. wprowadzono natomiast premię finansową za wykorzystanie obornika i innych bioodpadów jako surowców – premia uszlachetniająca<sup>111</sup>. W konsekwencji zastosowania powyższych mechanizmów wsparcia, w latach 2009-2011 nastąpił szybki rozwój sektora biogazowego w Niemczech, w których przybywało 1 tys. biogazowni rocznie. W 2014 r. zniesiono zarówno premię substratową, jak i premię uszlachetniającą<sup>112</sup>. Od 2017 r. nastąpiła zmiana systemu wsparcia – przejście z „taryf gwarantowanych” (FiT) do modelu aukcyjnego (pay-as-bid<sup>113</sup>), mając na celu wprowadzenie elementu konkurencji pomiędzy różnymi technologiami wytwarzania. W 2017 i 2018 r. przeprowadzono dwie takie aukcje, jednak nie przydzielono zakładanych wolumenów, ani nie osiągnięto znaczącego obniżenia kosztów. W konsekwencji tych działań rozpoczął się ośmioletni okres eliminacji wsparcia rządowego dla biogazu. Po przejściu z niemieckiego FiT na system licytacji wzrost produkcji biogazu zaczął wyhamowywać<sup>114</sup>. Według danych opublikowanych przez Komisję Europejską w 2021 r. w Niemczech wyprodukowano 8,35 mld m<sup>3</sup> biogazu, który został wykorzystany do produkcji energii elektrycznej i ciepłej<sup>115</sup>. Ewolucja sektora biogazu pokazuje, że w przypadku Niemiec powyższy model wykorzystania biogazu stopniowo się wyczerpuje. W świetle obowiązujących regulacji zawartych we wspomnianej ustawie EEG, starsze biogazownie nie mogą już korzystać z wysokich stawek gwarantowanych. Sektor prosperował dzięki polityce rządu, która ustaliła początkowy 20-letni okres zachęt dla nowych instalacji. W przypadku braku stałego wsparcia producenci zaczynają odczuwać trudności z kontynuowaniem działalności ze względu na wysokie koszty bieżące, w tym obsługę zadłużenia. Dla nowych producentów są to natomiast inwestycje o dużym stopniu ryzyka. Obecnie rynek „wymusza” na producentach biogazu szukanie innych sposobów jego wykorzystania poprzez uszlachetnianie go do biometanu. Następnie gaz ten jest zatłaczany do istniejącej sieci jako paliwo gazowe.

Od 2006 r., kiedy zostały uruchomione trzy pierwsze biometanownie<sup>116</sup>, rozwija się działalność w zakresie uszlachetniania biogazu do standardu biometanu. W 2022 r. 252 działające w Niemczech biometanownie wyprodukowały ok. 1,2 mld m<sup>3</sup> biometanu (w przybliżeniu 13 TWh).

110 Została uchwalona 29 marca 2000 r. z inicjatywy koalicji rządzącej SPD i Sojuszu90/Zieloni

111 B. Kupiec, *Biometan w strategii energetycznej Niemiec*, Portal Zielona Gospodarka 2023, <https://zielonagospodarka.pl/biometan-w-strategii-energetycznej-niemiec-9900>, 23.03.2023 r.

112 Marc-Antoine Eyl-Mazzega and Carole Mathieu (eds.), *“Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy”*, Études de l’Ifri, Ifri, 2019

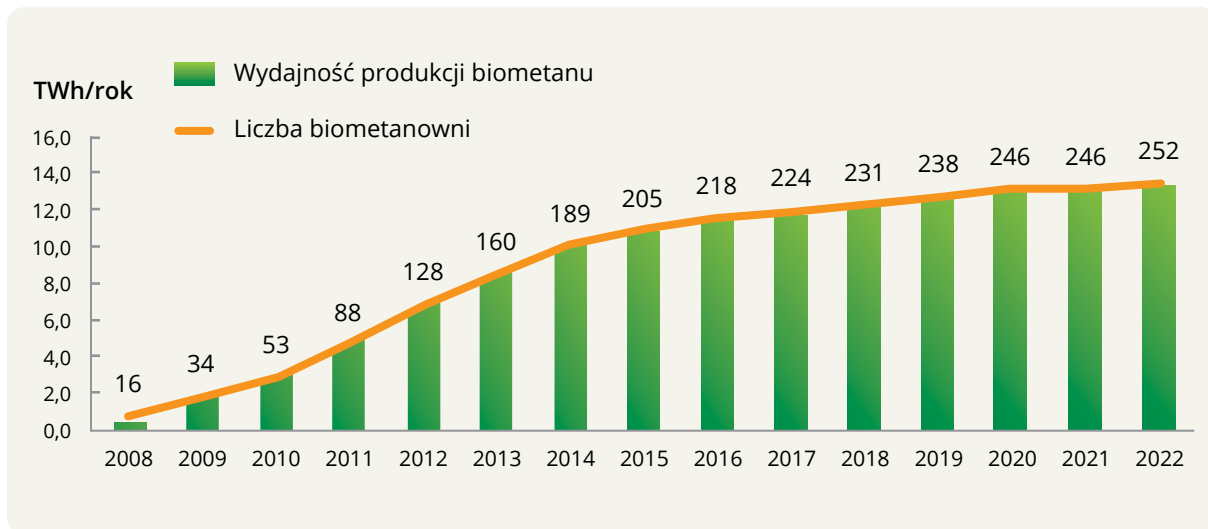
113 Do aukcji zgłaszają się wszystkie podmioty zainteresowane instalacją biogazowni – aukcję wygrywa każdy kolejny oferent, który zaoferował najniższą cenę, aż do osiągnięcia wysokości oferty. W przypadku ofert na tę samą kwotę, ponownie licytuje się system o niższej wartości.

114 Yuxia, Y.; Ryssel, M.; Scholwin, F.; Grope, J.; Clinkscapes, A.; Bowe, S. *Biomethane Production and Grid Injection: German Experiences, Policies, Business Models and Standards*; National Energy Administration: Beijing, Berlin, 2020.

115 *BIOMETHANE FICHE – Germany (2021)*, [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane\\_fiche\\_DE\\_web.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane_fiche_DE_web.pdf), 14.08.2024 r.

116 Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Biomethan, <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan>, 14.08.2024 r.

RYS. 7. Produkcja biometanu w Niemczech w latach 2008-2022.



Źródło: <https://www.sia-partners.com/en/insights/publications/7th-european-biomethane-benchmark>

Obecnie niemiecki rząd federalny faworyzuje wodór jako wiodący gaz odnawialny, co skutkuje m.in. ograniczaniem dostępu do przyłączy biometanowni do sieci gazowej.<sup>117</sup> Niemieckie programy wsparcia aktualnie nie obejmują ani preferencyjnych taryf dla biometanu na wejściu do sieci gazowej, ani bezpośredniego finansowania samej produkcji biometanu. W pośredni sposób produkcję biometanu wspierają programy dedykowane zwiększaniu udziału energii odnawialnej w wytwarzaniu energii elektrycznej, ciepła oraz mobilności. Do najważniejszych programów wsparcia zalicza się wytwarzanie energii z biometanu w jednostkach kogeneracyjnych CHP, jako paliwo do pojazdów zasilanych gazem ziemnym oraz do ogrzewania i chłodzenia budynków – na ściśle określonych zasadach. Federalna ustawa o kontroli emisji (BlmSchG) nakazuje kwoty oparte na emisjach gazów cieplarnianych dla dostawców paliw, ukierunkowane na redukcje od 8% w 2023 r. do 25% w 2030 r.<sup>118</sup> Biometan jest z kolei uważany za biopaliwo, które przyczynia się do największej obecnie redukcji CO<sub>2</sub>, dlatego do produkcji bioLNG przewidziane są ulgi podatkowe.

W Niemczech opłacalność nowych instalacji biogazowych jest zbyt niska, by je uzasadnić rynkowo. Poszukiwane są obecnie alternatywne koncepcje biznesowe dla instalacji biometanowych, które byłyby najbardziej odpowiednie, biorąc pod uwagę ekonomiczne i techniczne ograniczenia przy jednoczesnej maksymalizacji korzyści dla środowiska i rolnictwa. Jedyne realne alternatywy obejmują:

- rozbudowę istniejących instalacji,
- dostosowanie instalacji do bardziej elastycznego działania,
- nieznaczną rozbudowa małych biogazowni na bazie obornika i instalacji do fermentacji bioodpadów, zgodnie z wymaganiami dotyczącymi „zrównoważoności” substratu,
- łączenie instalacji w celu uzyskania wyższych mocy przerobowych przy jednoczesnej redukcji kosztów,
- łączenie technologii biometanowych z produkcją wodoru oraz skraplaniem CO<sub>2</sub>, jako pożądanego produktu końcowego m.in. w sektorze przemysłu spożywczego.

117 Dirk Bonse, *Niemiecki rynek biogazowy, czyli cała branża jednym głosem*, „Magazyn Biomasa”, <https://magazynbiomasa.pl/niemiecki-rynek-biogazowy-czyli-cala-branża-jednym-glosem/>, 01.04.2023 r.

118 ePURE ASBL, *Overview of biofuels policies and markets across the EU*, <https://www.epure.org/wp-content/uploads/2023/02/230227-DEF-REP-Overview-of-biofuels-policies-and-markets-across-the-EU-February-2023-1.pdf>, 15.02.2023 r.

Ograniczania kosztów poszukuje się również w stabilnych dostawach substratów, wskazując na wielkoskalowe odpady rolnicze i przemysłowe. Dodatkowy strumień przychodów widzi się obecnie także w sprzedaży pofermentu jako bionawozu. Kryteria zrównoważonej biomasy ograniczają udział zbóż i kukurydzy do 40% z uwagą na kolizję z polityką żywnościową.

Wskazuje się również, że istnieje potrzeba określenia najbardziej opłacalnego sposobu przyłączania i zatłaczania biometanu do sieci we współpracy z operatorami (dotyczące m.in. wymagań jakości gazu, modernizacji i dostosowywania sieci czy potrzeb kompresji i alokacji mocy). Ustanowiono np. limity kosztów przyłączenia dla operatorów instalacji biometanowych, co pozwala na zrównoważony podział kosztów. Operatorzy instalacji płacą maksymalnie do 250 tys. EUR za podłączenie biometanowni zlokalizowanej w odległości mniejszej niż 1 km od sieci gazowej, a resztę pokrywa operator systemu.<sup>119</sup> Rozwijane są również systemy dostosowane do rozproszonego charakteru źródeł biometanu, choćby poprzez mechanizm zwrotnego przepływu, umożliwiający dwukierunkowy przepływ dystrybucyjny i przesyłowy<sup>120</sup>. Kolejny aspekt to handel certyfikatami redukcji emisji gazów cieplarnianych. Certyfikaty gwarancji pochodzenia mogą być wykorzystane przez producentów biometanu w systemach EU-ETS oraz krajowym nEHS, obejmującym sektor transportu<sup>121</sup>.

Niezależnie od ewolucji oraz stopnia skomplikowania systemów wsparcia, Niemcy osiągnęły status lidera w produkcji biometanu w skali Unii Europejskiej. Na uznanie zasługuje również fakt, że rynek niemieckiego biogazu jest niejako zjednoczony, poprzez działalność jednej wiodącej organizacji German Biogas Association (Fachverband BIOGAS), która w zasadzie nie ma tam konkurencji (w kontraście do polskiego rynku, na którym działają cztery główne stowarzyszenia).

### 3.3. Francja

Francja jest obecnie liderem w rozwoju infrastruktury produkcyjnej dla biometanu w UE, posiadając wciąż duży potencjał wzrostu w tym obszarze. Decyduje o tym przede wszystkim bardzo dobrze rozwinięte rolnictwo, dające temu krajowi pierwsze miejsce w unijnej produkcji rolnej (18% udział produkcji w 2021 r.)<sup>122</sup> oraz długodystansowa krajowa polityka energetyczno-klimatyczna. Francja posiada ponad 40% jednostek do produkcji biometanu w Europie, które wyprodukowały 7 TWh surowca w 2022 r.<sup>123</sup> Na koniec 2022 r. produkcja biometanu do zatłaczania w sieci stanowiła 30% ogółu instalacji, a liczba instalacji biometanowych podwoiła się w stosunku do 2020 r. Były to głównie jednostki rolnicze (441 jednostek) oraz oczyszczalnie ścieków (35 jednostek).<sup>124</sup>

119 SIA Partners, 2023, op. cit.

120 Gas for Climate, *Guidehouse Manual for National Biomethane Strategies*, [https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/09/2022-Manual-for-National-Biomethane-Strategies\\_Gas-for-Climate.pdf](https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/09/2022-Manual-for-National-Biomethane-Strategies_Gas-for-Climate.pdf), 1.09.2022 r.

121 Sustainable Agrobusiness Forum 2021, *Biomethane market development in Germany: status and prospects* <https://saf.org.ua/en/news/1473/> 23.11.2023 r.

122 A. Dziubińska, *Strategiczny wymiar francuskiej polityki rolnej*, <https://pism.pl/publikacje/strategiczny-wymiar-francuskiej-polityki-rolnej>, 10.03.2022 r.,

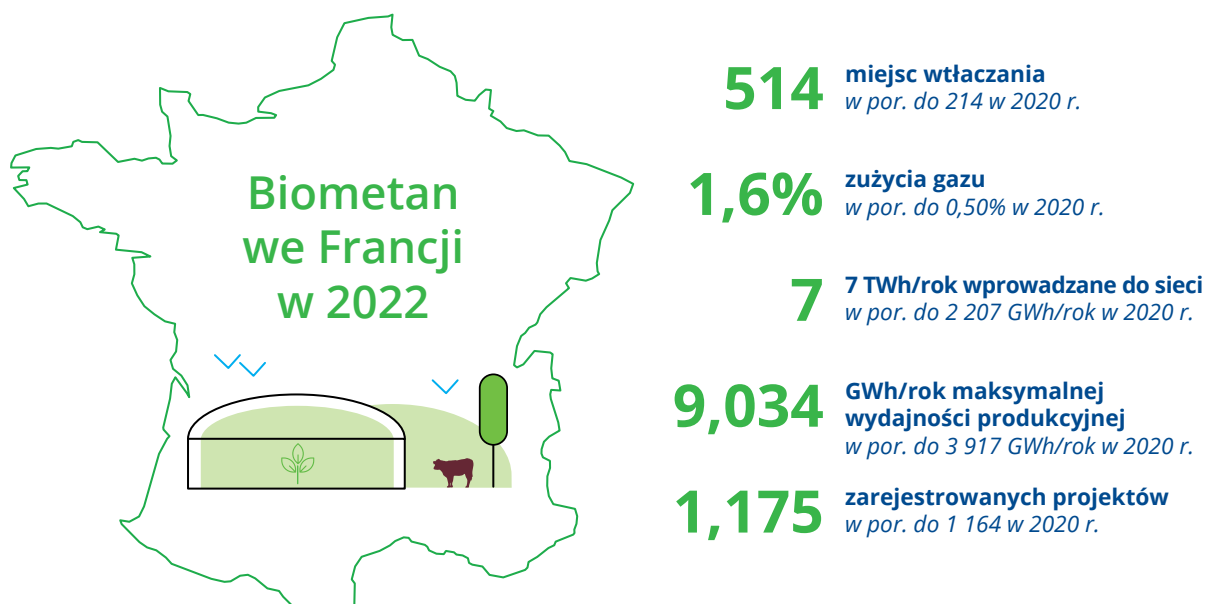
123 Metha France Portail National de la Methanisation, 2022, *En chiffres*, <https://www.methafrance.fr/en-chiffres>, 15.08.2024 r.

124 Teréga, GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER, *Panorama des Gaz Renouvelables en France*, <https://assets.ctfassets.net/zteh-sn2qe34u/4gcWxemhrEy3i7Z8bRiq4n/96dc9c38742c373a3e2892279819c7e6/PanoramaGazRenouvelables2022.PDF>, 31.12.2022 r.

Początek rozwoju sektora biogazowego nierozdzielnie związany jest z wprowadzeniem przez państwo mechanizmów wsparcia w postaci narzędzi finansowych. Taryfy gwarantowane dla biogazu jako paliwa służącego wytwarzaniu energii elektrycznej, ciepła i kogeneracji zostały wdrożone we Francji już w 2001 r. W 2009 r. uruchomiono krajowy program „metanizacji rolnictwa” obejmujący zbiór instrumentów służących poprawie efektywności energetycznej i redukcji gazów cieplarnianych w tym sektorze<sup>125</sup>. Głównym celem programu było zainstalowanie wielu jednostek produkujących biometan w gospodarstwach rolnych oraz dążenie do osiągnięcia dodatkowych dochodów dla rolników poprzez ekonomiczne wykorzystanie pofermentu i bioenergii. Jednocześnie duży nacisk kładziono na ograniczenie udziału roślin energetycznych i spożywczych w tym procesie, również by ograniczyć masowe zmiany w użytkowaniu gruntów. Działania te miały na celu również zwiększenie konkurencyjności francuskiego rolnictwa. Następnie ok. 2010 r. przedstawiono krajowy plan działania w zakresie energii odnawialnej oraz pierwszy wieloletni program energetyczny kraju. W planie tym określono podstawę do ustalenia taryfy gwarantowanej dla biometanu, zatłaczanego do sieci gazu ziemnego, a następnie wprowadzono w życie rozporządzenia, umożliwiające wsparcie publiczne dla sektora zatłaczania biometanu.

Od 2011 r. we Francji działa gwarantowana przez państwo taryfa, zapewniająca producentom minimalną cenę na okres 15 lat. Wysokość wsparcia uzależniona jest od wielkości instalacji oraz surowca (pomniejszona o odpady składowane) i rekompensuje oczyszczanie ścieków oraz usługi w zakresie gospodarowania odpadami komunalnymi premiami. Od 2012 r. prowadzony jest rejestr gwarancji pochodzenia GO, dzięki któremu dostawca może przedstawić klientom „zieloną ofertę”. Operatorzy sieci dystrybucyjnej i przesyłowej partycypują w kosztach przyłączenia instalacji biometanowych.

**RYS. 8.** Statystyki nt. biometanu we Francji w 2022 r.



**Źródło:** <https://www.terega.fr/en/newsroom/editorial/what-are-the-perspects-for-biomethane-in-france-in-2023/>

125 Plan efektywności energetycznej gospodarstw rolnych na lata 2009-2013, <https://agriculture.gouv.fr/environnement-sobriete-energetique-et-efficacite-energetique-des-entreprises-et-des-exploitations>, 9.01.2015 r.



Pomimo że francuski miks energetyczny jest jednym z najczystszych w Europie, ze względu na przeważający udział energetyki jądrowej kraj podejmuje kolejne kroki ograniczające emisję gazów cieplarnianych. Za najwyższe emisje odpowiadają sektory transportowy oraz rolniczy. Jednak francuski sektor rolny nie jest wolny od licznych problemów takich jak utrata rentowności, spadek konkurencyjności względem importowanej żywności czy spadek liczby gospodarstw rolnych. Francuskie rolnictwo, generujące 19% krajowej emisji gazów cieplarnianych, będzie musiało także w najbliższych latach stawić czoła zapisanej w Europejskim Zielonym Ładzie polityce dekarbonizacji tego sektora.

Ambitne cele energetyczno-klimatyczne kraju sprzyjają produkcji biometanu i wiążą się z solidnym systemem wsparcia producentów. Francja zobowiązała się do zwiększenia udziału gazów odnawialnych w zużyciu gazu ziemnego<sup>126</sup> oraz celu zatłaczania biometanu na poziomie 7-10% do 2030 r.<sup>127</sup> Francuska polityka klimatyczna i rolna umożliwia dotowanie lokalnych inwestycji badań i sprzętu, a także stosuje gwarancje ceny produktów bioenergetycznych, co pozwala na skuteczną redukcję emisji w wielu podsektorach. W odróżnieniu do podejścia niemieckiej Energiewende, która kopaliny i energetykę jądrową zastępuje OZE, Francja zdołała rozwinąć sektor niskoemisyjnej energetyki jako strategię gospodarowania odpadami i rozwojem rolnictwa poprzez m.in. metanizację<sup>128</sup>. Polityka ta opiera się na dwóch politykach i dwóch głównych instrumentach wsparcia. Są to:

- plan „azotowy” dotyczący autonomii w zakresie metanizacji energii (Le plan Énergie Methanisation Autonomie Azote EMAA),
- plan na rzecz konkurencyjności i adaptacji rolnictwa na lata 2014–2020 (Plan pour la compétitivité et l'adaptation des exploitations agricoles 2014–2020 PCAE),
- dopłata FIP za biogaz do produkcji energii elektrycznej i ciepła,
- taryfa gwarantowana FIT za zatłaczanie biometanu do sieci gazowej<sup>129</sup>.

Dynamiczny rozwój branży w połączeniu z ostatnim kryzysem inflacyjnym spowodował podjęcie odgórnych kroków, zaostrzających dostęp do taryfy gwarantowanej. W 2020 r. władze państwowe obniżyły o ok. 10% cenę zakupu biometanu przez dostawców, a w późniejszym czasie wiele zakładów borykało się z problemami związanymi z podwyżkami cen energii elektrycznej. W 2023 r. opublikowano nowy dekret taryfowy, podnoszący cenę zakupu biometanu o nawet 15% oraz zapowiedź indeksowania ceny z zależności od cen energii<sup>130</sup>.

Po kryzysie energetycznym, który swoją kulminację miał w 2022 r., nastąpił szereg reform, w tym:

- uwzględniająca czynnik inflacji, reindeksacja regulowanej taryfy zakupowej FIT dla małych projektów, która uwzględnia również godzinowy koszt pracy i wskaźnik cen produkcji z 2022 r.,
- planowany system przetargowy dla większych instalacji,
- certyfikacja, polegająca na planach nałożenia na francuskich dostawców energii obowiązku zopatrzenia części klientów w biometan, zapewniający im certyfikaty,
- uproszczenie procesu transakcyjnego poprzez tzw. umowy zakupu biometanu, negocjowane między producentem a konsumentem.

126 Ustawa o transformacji energetycznej na rzecz ekologicznego wzrostu gospodarczego (LTECV 2019)

127 Długoterminowy Harmonogram Energetyczny (PPE)

128 BEACON, Bio-Methane Support Policy in France Study, [https://www.euki.de/wp-content/uploads/2019/09/20180827\\_FR\\_Biomethane-Support\\_Study.pdf](https://www.euki.de/wp-content/uploads/2019/09/20180827_FR_Biomethane-Support_Study.pdf), 3.09.2018 r.

129 Ibidem.

130 Dametis, *Biogas and Biomethane: Highly Favorable Prospects Again in France*, <https://www.dametis.com/en/biogas-and-biomethane-once-again-very-favorable-prospects-in-france/>, 14.11.2023 r.

Przewiduje się również gwarancję prawa do zatłaczania biometanu do sieci każdemu producentowi, który będzie zlokalizowany odpowiednio blisko sieci. Ma to na celu balans pomiędzy aspektami technicznymi, ekonomicznymi w produkcji biometanu i dostępu do infrastruktury<sup>131</sup>.

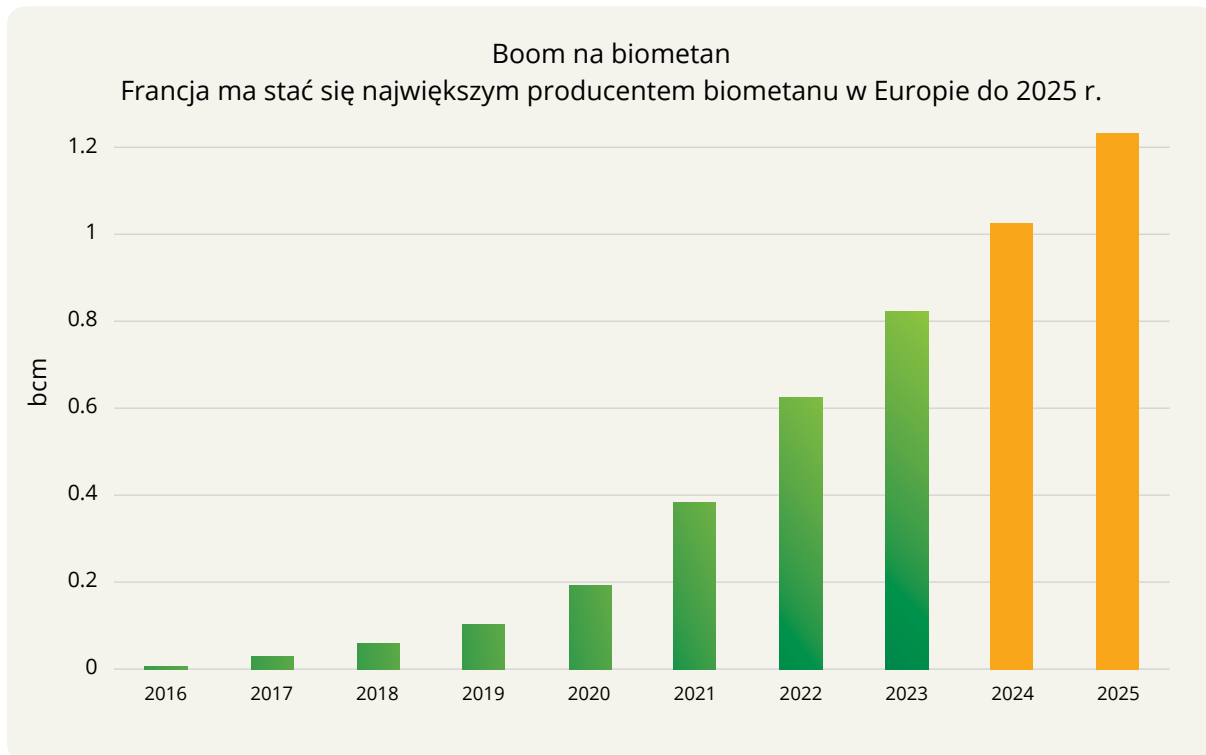
Jako instrument wyłącznie łagodzący zmianę klimatu, „biometanizacja” rolnictwa może nie wydawać się szczególnie opłacalna, biorąc pod uwagę obecne potencjalne możliwości redukcji emisji w ramach EU ETS na poziomie 15 EUR za tonę CO<sub>2</sub> lub mniej. Jednakże efektywność kosztowa wyraźnie wzrasta wraz ze skalą i istnieje potencjał, że koszty spadną w miarę wzrostu skali inwestycji<sup>132</sup>. Poza redukcją GHG, skutki takiej szerokiej polityki odzwierciedla wzrost udziału OZE w miksie energetycznym, zmniejszenie zużycia nawozów mineralnych w rolnictwie, zmniejszenie ilości nie zagospodarowanych odpadów, czy wzrost zatrudnienia w sektorze rolniczym i na obszarach wiejskich.

Długofalowy system dotyczący polityki wspierania produkcji biometanu wiąże się z wieloma wyzwaniami, w zależności od czasu trwania danego programu, liczby inwestycji i związanych z tym następstw. Wśród największych z nich wymienia się zachowanie balansu między poziomem systemów taryfowych w czasie, by zachęcać do inwestycji, ale jednocześnie zachować konkurencyjność rynkową i dostosować koszty do rozwoju sektorowych innowacji. Istotną kwestią jest również świadomość społeczna i potrzeba utrzymania społecznego poparcia dla inwestycji w biometan, gdyż koszty zachęt ponosi całe społeczeństwo – konieczne jest więc ciągle informowanie o korzyściach, płynących z „biometanizacji” kraju. Ekonomicznym rezultatem polityki klimatycznej, przy zakładanym wzroście cen emisji dwutlenku węgla, będzie rosnąca konkurencyjność rynkowa biogazu i biometanu względem paliw kopalnych. Z biegiem czasu przewiduje się konieczność podnoszenia cen emisji CO<sub>2</sub> w wielu innych sektorach, np. ogrzewaniu mieszkalnictwa czy w transporcie<sup>133</sup>.

131 Terega, What are the prospects for biomethane in France in 2023? <https://www.terega.fr/en/newsroom/editorial/what-are-the-perspects-for-biomethane-in-france-in-2023>, 15.08.2024 r.

132 Francuskie Ministerstwo Środowiska, Energii i Morza, *Rapport De La France: En application de l'article 13.1 du règlement n° 525/2013 relatif à un mécanisme pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre*, 15.03.2017 r.

133 Marc-Antoine Eyl-Mazzega, Carole Mathieu (eds.), *Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy*, [https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/mathieu\\_eyl-mazzega\\_biomethane\\_2019.pdf](https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/mathieu_eyl-mazzega_biomethane_2019.pdf), 15.04.2019 r.

**RYS. 9.** Przewidywany wzrost produkcji biometanu we Francji.

**Źródło:** [https://www.linkedin.com/posts/greg-moln%C3%A1r-38601171\\_gas-Ing-biogas-activity-7209451665098194944-5j91/](https://www.linkedin.com/posts/greg-moln%C3%A1r-38601171_gas-Ing-biogas-activity-7209451665098194944-5j91/)

Szeroko zakrojona polityka dedykowana biometanowi przynosi dobre wyniki, bo zgodnie z najnowszymi danymi, Francja ma szansę już w 2025 r. stać się europejskim liderem w jego produkcji. W 2023 r. produkcja biometanu wzrosła aż o 30% (Rys. 9.). Na sukces francuskiego sektora biometanu wpłynęły przede wszystkim takie czynniki jak: rozwój branży rolniczej, dobrze zaprojektowane programy dotacji, proaktywne podejście operatorów sieci oraz dbanie o akceptację społeczną.



### 3.4. Dania

Budowa sektora biometanowego w Danii wiąże się z realizacją ambitnych krajowych celów klimatycznych, w tym osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz perspektywą kończących się złóż gazowych na Morzu Północnym. Początku duńskiej polityki wobec „zielonych gazów” należy upatrywać w przyjętym w 2012 r. przez parlament Porozumieniu Energetycznym (Energy Agreement), które wyznaczało kierunki polityki klimatyczno-energetycznej do 2020 r. Zakładało ono m.in. wsparcie dla produkcji uszlachetnionego biogazu czyli biometanu<sup>134</sup>. Pomoc opierała się głównie na dopłatach cenowych trojakiiego rodzaju: indeksowanych corocznie, korygowanych o cenę gazu ziemnego oraz obniżanych sukcesywnie co roku, począwszy od 2016 r.<sup>135</sup> Dzięki temu wsparciu pierwszą instalację biometanu uruchomiono w 2013 r. W rządowym dokumencie „Green Gas Strategy” z 2021 r. przyjęto, że istniejący system gazowniczy przeznaczony zostanie w pierwszej kolejności do dystrybucji biometanu. System ten składa się z ok. 900 km rurociągów przesyłowych i 18 tys. km rurociągów dystrybucyjnych. Doprowadza on paliwo gazowe do ok. 430 tys. gospodarstw domowych, 20 tys. przedsiębiorstw, oraz 250 podmiotów użyteczności publicznej produkujących energię elektryczną i ciepłą. To potencjalni odbiorcy produkowanego w Danii biometanu. Celem duńskich władz jest bowiem całkowite wyeliminowanie gazu kopalnianego z gospodarki krajowej do 2035 r. i zastąpienie go „czystymi gazami” na czele z biometanem, którego produkcja ma się opierać na własnych zasobach substratu.<sup>136</sup>

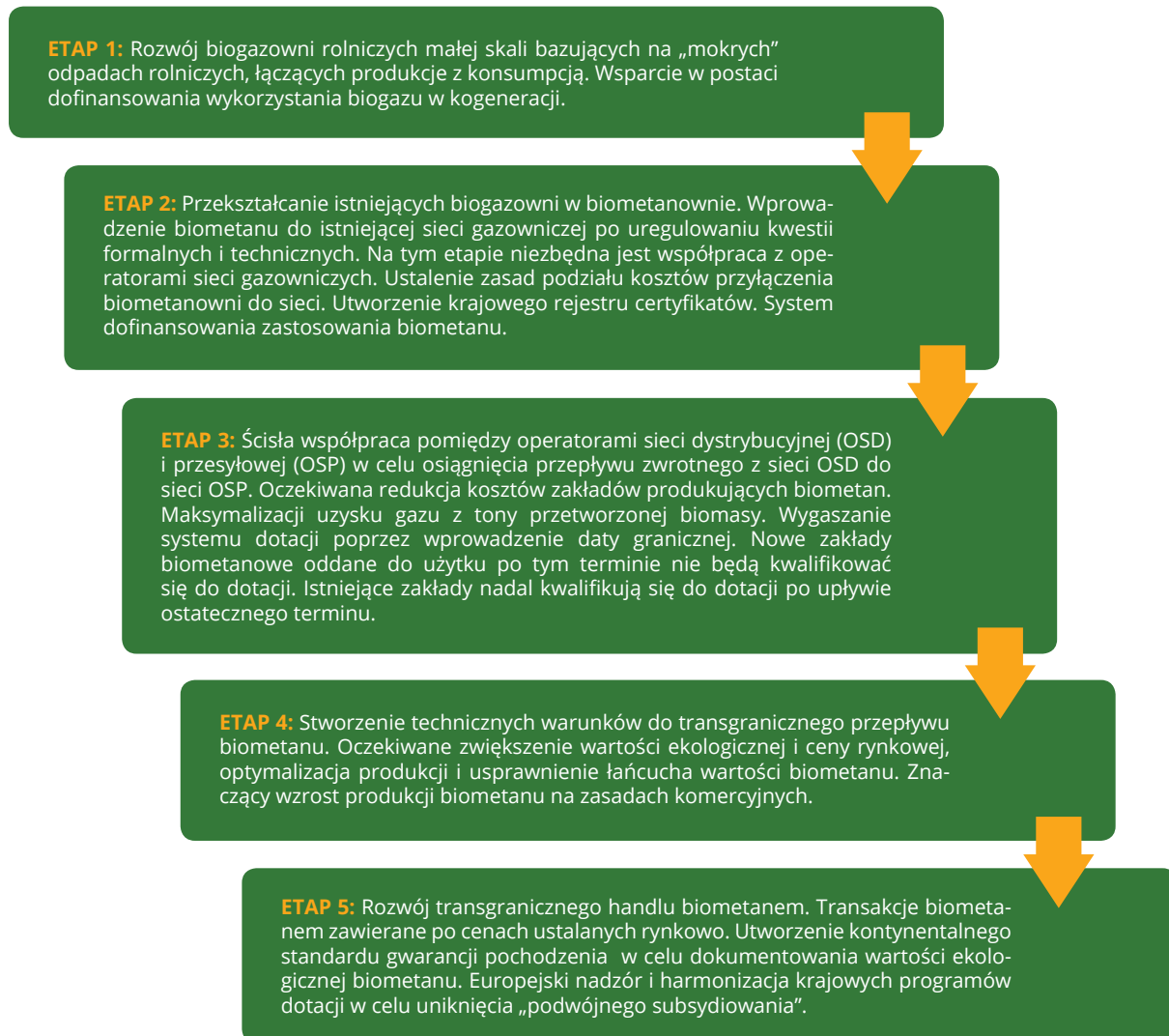
#### Założenia:

- szacowane dostępne krajowe zasoby biomasy do produkcji biogazu mają wynieść ok. 55 PJ do 2030 r.,
- oczekiwana łączna produkcja biogazu wzrośnie do ok. 50 PJ do 2030 r.,
- 80% tego biogazu zostanie uszlachetnione i wprowadzana do systemu gazowego,
- 20% ma być wykorzystana bezpośrednio do celów przemysłowych oraz do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła,
- krajowe zasoby biomasy będą wystarczające do wyprodukowania dodatkowych ilości biogazu i biometanu, które pokryją zwiększone zapotrzebowanie w 2040 r.,
- gnojowica i słoma to główne kategorie substratu, których efektywność wykorzystania ma się systematycznie poprawiać.

134 IEA, *Danish Energy Agreement for 2012-2020 - ban on fossil-fuel based heating*, <https://www.iea.org/policies/606-danish-energy-agreement-for-2012-2020-ban-on-fossil-fuel-based-heating>, 27.02.2024 r.

135 Marc-Antoine Eyl-Mazzega, Carole Mathieu (eds.), *Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy*, [https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/mathieu\\_eyl-mazzega\\_biomethane\\_2019.pdf](https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/mathieu_eyl-mazzega_biomethane_2019.pdf), 15.04.2019 r.

136 Duńskie Ministerstwo Energii, Środowiska i Usług Komunalnych, „Green Gas Strategy”, [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/green\\_gas\\_strategy.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/green_gas_strategy.pdf), 2021 r.

**RYS. 10.** Etapy wdrażania duńskiej strategii wobec biometanu<sup>137</sup>:

**Źródło:** <https://en.energinet.dk/media/bsjijbgd/danish-biomethane-experiences.pdf>

Duński system wspierający produkcję „zielonych” gazów został uruchomiony w 2012 r. Polegał na dofinansowaniu produkcji biogazu poprzez stały poziom dotacji dla kwalifikujących się jego producentów, którzy mogli uzyskać wsparcie finansowe m.in. na uszlachetnianie uzyskiwanego gazu do standardu biometanu. Program dotacji został zamknięty w 2018 r., ale ponieważ dotacje przyznawano na okres 20 lat, znaczna część biogazu produkowanego obecnie w Danii nadal jest subsydiowana<sup>138</sup>.

Obecnie sprzedaż biometanu w Danii odbywa się na zasadach rynkowych. Biometan sprzedawany jest na rynku gazu ziemnego po wprowadzeniu go do sieci gazowej. Producenci biometanu zawierają transakcje kupna-sprzedaży z działającymi na rynku hurtowym spółkami obrotu, które wprowadzają go dalej

<sup>137</sup> Energinet, *Danish biomethane experinse*, <https://en.energinet.dk/media/bsjijbgd/danish-biomethane-experiences.pdf>, 21.09.2022 r.

<sup>138</sup> Tabela duńskich poziomów dotacji do biometanu: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/biogas\\_subsidy\\_levels.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/biogas_subsidy_levels.pdf)

do systemu gazowego wraz z pozostałym gazem w systemie. Cena biometanu ma charakter rynkowy i podąża za hurtowymi cenami gazu ziemnego. Wartość ekologiczna gazu jest udokumentowana gwarancjami pochodzenia.

Produkcja biometanu w Danii objęta jest systemem gwarancji pochodzenia. Rejestracją i wydawaniem gwarancji pochodzenia dla biometanu włączanego do sieci gazowniczych (dystrybucyjnej i przesyłowej) zajmuje się duński operator systemu przesyłowego gazu Energinet.

Gwarancje pochodzenia (ang. Guarantees of Origin, GOs) dla biometanu mogą być przedmiotem obrotu przez posiadaczy odpowiednich rachunków. Producent biometanu może sprzedać swoje GOs konsumentowi lub zrobić to za pośrednictwem firmy zajmującej się obrotem energią. Gwarancja pochodzenia jest dowodem pochodzenia zielonej wartości energii zakupionej przez konsumenta. Sprzedawcy gwarancji pochodzenia po zawarciu transakcji są zobowiązani do wykreślenia gwarancji pochodzenia z rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez Energinet<sup>139</sup>. Transfery GOs odbywają się w ramach rejestru krajowego lub za pośrednictwem elektronicznych platform obrotu takich jak ExtraVert<sup>140</sup> do innych rejestrów europejskich. Gwarancje pochodzenia mogą być przekazywane niezależnie od transferu energii, do której się odnoszą. Zapewnia to nieprzerwany transfer od producenta do konsumenta zielonej wartości energii wytworzonej z odnawialnego źródła energii – mimo że jakość produktu końcowego otrzymywanego przez konsumenta jest nie do odróżnienia od gazu konwencjonalnego<sup>141</sup>.

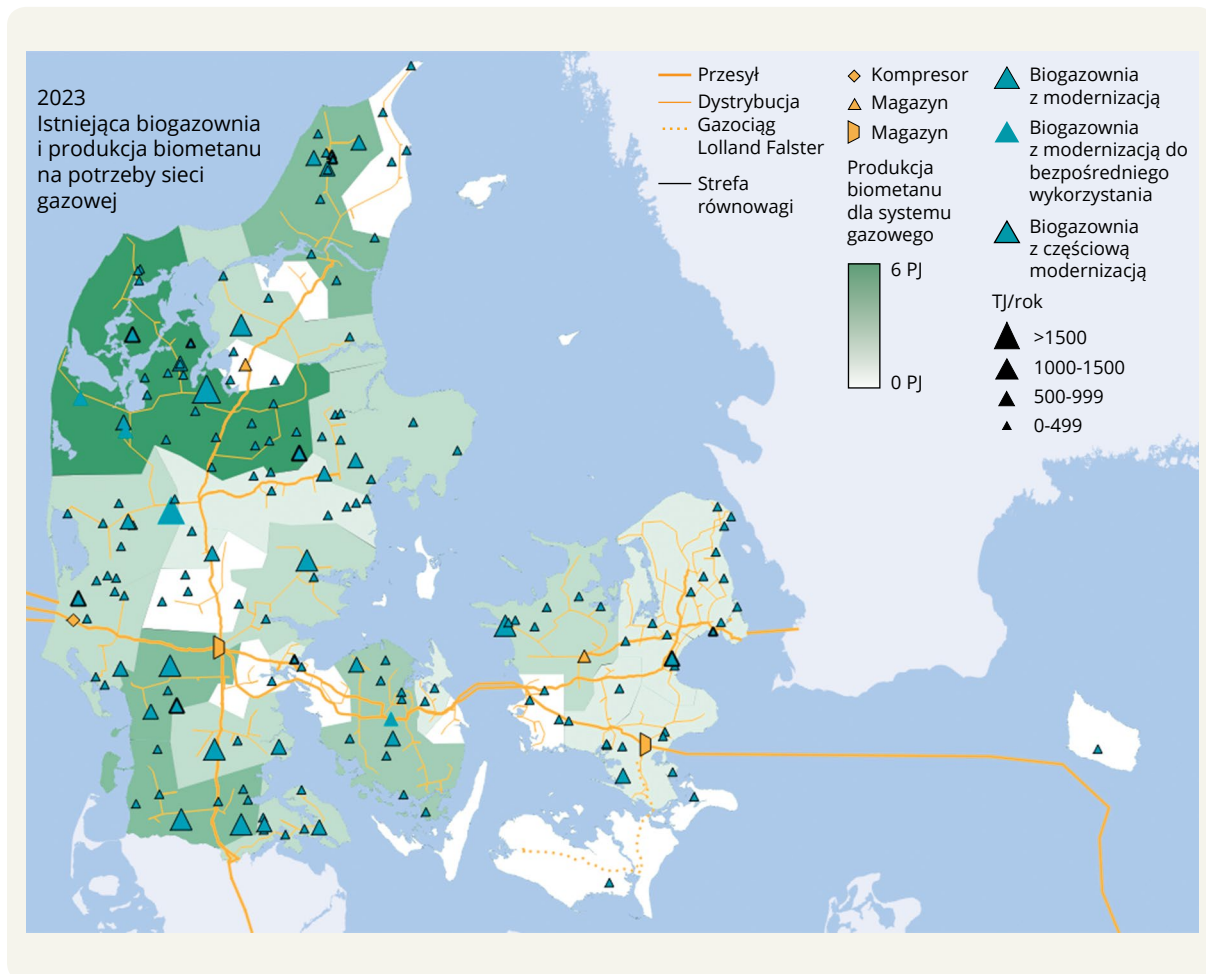
W zależności od rodzaju substratu duńskie biogazownie można podzielić na cztery różne typy: zakłady rolnicze, oczyszczalnie ścieków, zakłady przemysłowe i składowiska odpadów. Ok. 85% instalacji to zakłady rolnicze, w których głównym wsadem są odpady zwierzęce. Większość biogazowni zlokalizowana jest w zachodniej części Danii, gdzie gęstość hodowli zwierząt jest najwyższa.

139 Energinet, *Guarantees of origin for renewable gas*, <https://en.energinet.dk/gas/biomethane/go-gas/>, 1.03.2024

140 ExtraVert platform – utworzona w 2021 r. przez European Renewable Gas Registry (ERGaR) platforma umożliwiająca transgraniczny obrót gwarancjami pochodzenia dla biometanu, <https://www.ergar.org/renewable-gas-certification/>

141 Energinet, *Guarantees of ...*, op. cit., , <https://en.energinet.dk/gas/biomethane/go-gas/>

RYS. 11. Mapa rozmieszczenia biogazowni/biometanowni w Danii



Źródło: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/kort\\_over\\_biogasproducenter\\_i\\_danmark\\_2023.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/kort_over_biogasproducenter_i_danmark_2023.pdf)

Aktualnie ok. 80% produkowanego biogazu jest uszlachetniana i jako biometan wprowadzana do krajowej sieci gazowniczej. W 2023 r. udział biometanu w duńskim systemie gazowym osiągnął poziom ok. 40%<sup>142</sup>.

### 3.5. Republika Czeska

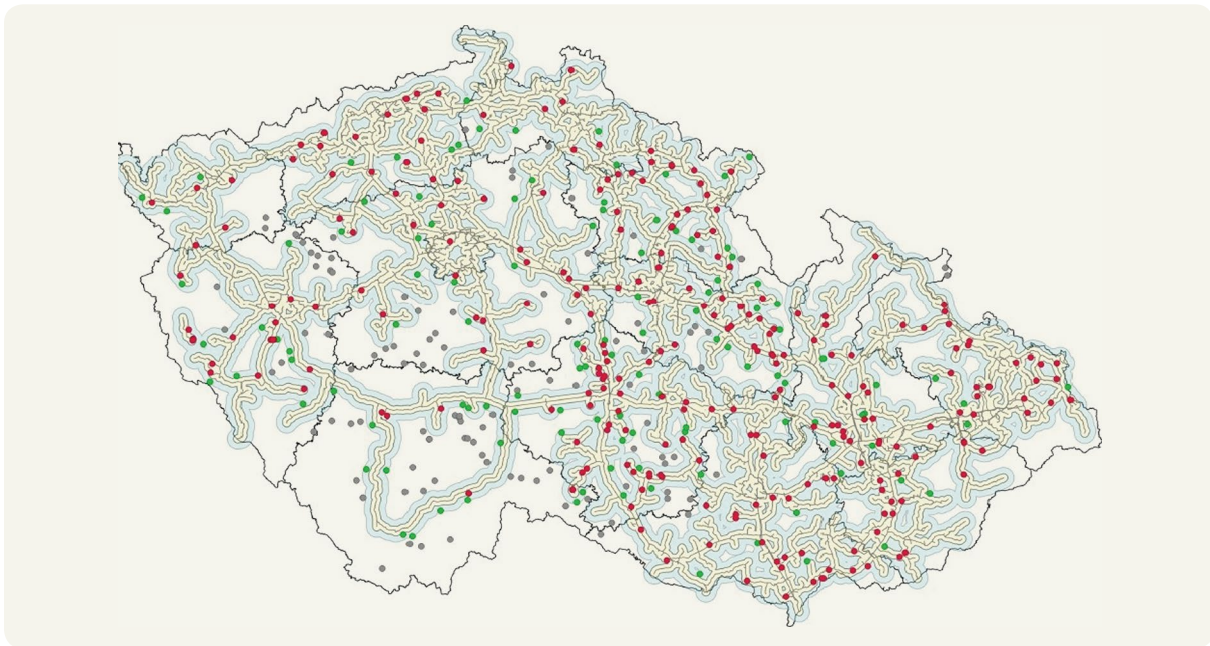
Czechy nie znajdują się w czołówce europejskich producentów biometanu, jednak państwo to w ostatnich latach podejmuje intensywne działania na rzecz rozwoju jego produkcji. Pierwsza instalacja biometanowa o zdolności produkcyjnej 1,2 mln m<sup>3</sup> gazu została uruchomiona w miejscowości Rapotne dopiero w 2019 r.<sup>143</sup>. Na początku 2024 r. funkcjonowało już siedem biometanowni o łącznej mocy

142 Duńska Agencja Energii, *Biogas in Denmark*, <https://ens.dk/en/our-responsibilities/bioenergy/biogas-denmark>,

143 Svaz moderní energetiky, *Česká produkce biometanu daleko zaostává za plánem, kapacity je potřeba urychleně zvýšit*, <https://www.modernienenergetika.cz/aktuality/ceska-produkce-biometanu-daleko-zaostava-za-planem-kapacity-je-potreba-urychlene-zvysit/>, 16.10.2023 r.,

produkcyjnej sięgającej prawie 10 mln m<sup>3</sup> biometanu<sup>144</sup>. Wypracowany model biznesowy w Republice Czeskiej polega na przekształcaniu istniejących biogazowni w zakłady produkujące biometan, a następnie wprowadzenie go do obiegu gospodarczego dzięki podłączeniu do istniejącej sieci dystrybucyjnej dla gazu ziemnego<sup>145</sup>. Czeski potencjał w zakresie produkcji biometanu można więc uruchamiać w oparciu o działające na terenie całego kraju biogazownie. Według obliczeń, przeprowadzonych przez spółkę GasNet s.r.o., operatora systemu dystrybucji gazu, w Republice Czeskiej w promieniu 2 km od sieci gazowniczej funkcjonuje 266 biogazowni, a w promieniu 5 kolejne 117<sup>146</sup>.

**RYS. 12.** Rozmieszczenie biogazowni znajdujących się w promieniu 2 km od sieci dystrybucyjnej gazu (czerwone kropki) oraz znajdujących się w promieniu 5 km (zielone kropki)



**Źródło:** <https://vytapeni.tzb-info.cz/vytapime-plynem/20293-biometan-jako-nahrada-zemniho-plynu-pro-vytapeni-v-cr>

Wspomniany wyżej operator prowadzi transparentną politykę przyłączania kolejnych instalacji biometanowych do zarządzanej przez siebie sieci dystrybucyjnej. Możliwość przyłączenia wytwórni biometanu do systemu dystrybucyjnego, a następnie proces przyłączenia takiego projektu są indywidualnie oceniane i analizowane z zainteresowanym inwestorem. Operator publikuje wszystkie etapy procedury przyłączeniowej nawigując w ten sposób zainteresowane podmioty. Wymogi jakościowe dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowniczej określone zostały w instrukcji ruchu operatora w oparciu o Rozporządzenie nr 459/2012 Dz w sprawie wymagań dla biometanu, sposobu pomiaru biometanu dostarczanego do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego lub podziemnych zbiorników magazynowania gazu<sup>147</sup>.

144 O energetice, *V ČR loni vznikly čtyři nové výroby biometanu, rozvoj zaostává*, <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/v-cr-loni-vznikly-ctyri-nove-vyroby-biometanu-rozvoj-zaostava>, 12.03.2024 r.

145 Ibidem.

146 J. Hodboď, H. Štovičková, *Biometan jako náhrada zemního plynu pro vytápění v ČR*, <https://vytapeni.tzb-info.cz/vytapime-plynem/20293-biometan-jako-nahrada-zemniho-plynu-pro-vytapeni-v-cr>, 28.02.2020 r.,

147 GasNet, *Řád provozovatele distribuční soustavy GasNet, s.r.o.*, [https://www.gasnet.cz/-/media/GasNet/Files/Gasnet/obchodni-podminky-a-rady/rad-pds/rad-pds-aktualni/GN\\_Kodex\\_2023\\_od\\_06012023.pdf](https://www.gasnet.cz/-/media/GasNet/Files/Gasnet/obchodni-podminky-a-rady/rad-pds/rad-pds-aktualni/GN_Kodex_2023_od_06012023.pdf), 6.01.2023 r.



Pomimo znaczącego przyrostu ilości instalacji biometanowych oraz uregulowania procesu ich przyłączenia do sieci gazowniczej, sama produkcja biometanu w ostatnich latach nie wzrastała. Podstawową barierą w tym przypadku jest niekonkurencyjność ekonomiczna tego surowca wobec tradycyjnego gazu ziemnego. W ocenie Czeskiego Stowarzyszenia Biogazu negatywny wpływ na ekonomię biometanowni posiadają koszty przyłączenia takich instalacji do sieci gazowniczej, które w całości pokrywane są przez ich właścicieli<sup>148</sup>. Rozwiązanie tych problemów ma nastąpić w konsekwencji wdrożenia przez czeskie państwo odpowiednich rozwiązań wspierających produkcję biometanu. Działania w tym zakresie zadeklarował m.in. minister środowiska Petr Hladík, wskazując jednocześnie, że przebudowa ponad 570 istniejących biogazowni na biometan jest idealnym rozwiązaniem pozwalającym na zmniejszenie zużycia gazu ziemnego w Czechach<sup>149</sup>.

Państwo czeskie w zaktualizowanym w 2023 r. „Krajowym planie Republiki Czeskiej w dziedzinie Energii i Klimatu” przewiduje, że do 2030 r. biometan może zastąpić 10-15% zużycia gazu ziemnego wykorzystywanego w ogrzewaniu i transporcie drogowym. W pierwszym przypadku zwiększone ilości biometanu muszą trafiać do istniejącej sieci gazowniczej. W drugim przypadku przewiduje się wykorzystanie biometanu zarówno w postaci bioCNG, jak i bioLNG<sup>150</sup>. Wspomniany dokument przewiduje, że łączna produkcja biometanu w tym kraju osiągnie poziom ok. 0,8 mld m<sup>3</sup> gazu w 2030 r.<sup>151</sup>. Realizacja tych planów uzyskała już wsparcie ze strony Unii Europejskiej. W listopadzie 2023 r. Komisja Europejska zatwierdziła program o wartości 2,4 mld EUR dla Republiki Czeskiej, którego celem jest wsparcie budowy i eksploatacji nowych lub przebudowanych obiektów do produkcji zrównoważonego biometanu. Na wsparcie finansowe będą mogli liczyć:

- producenci zrównoważonego biometanu, który będzie wprowadzany do sieci gazowniczej,
- producenci zrównoważonego biometanu, którzy będą realizować dostawy na stacje benzynowe z przeznaczeniem dla transportu lub stacje dystrybucyjne z przeznaczeniem na ogrzewanie,
- inwestorzy przekształcający instalacje biogazowe na biometanowe.

Program będzie trwał do 31 grudnia 2025 r. i oczekuje się, że będzie stanowił wsparcie przede wszystkim dla małych i średnich przedsiębiorstw lub społeczności lokalnych projektach o mocy zainstalowanej do 6 MW. Zakłada się, że z programu skorzystają obiekty o łącznej produkcji ok. 337 mln m<sup>3</sup> biometanu. Warunkiem zakwalifikowania się do wsparcia w ramach tego programu jest konieczność spełniania wymogów określonych w Dyrektywie UE w sprawie odnawialnych źródeł energii. W ramach programu wsparcie będzie miało formę zielonej premii dla producentów biometanu za każdą MWh wyprodukowanego biometanu przez okres 20 lat. Wysokość premii będzie ustalana corocznie przez czeski Urząd Regulacji Energetyki i będzie ograniczona do luki finansowania<sup>152</sup>.

148 Česká bioplynová asociace, *Náklady na dodávky biometanu v Česku nesou jen výrobci, změnu může přinést plynárenský balíček*, <https://www.czba.cz/aktuality/naklady-na-dodavky-biometanu-v-cesku-nesou-jen-vyrobci-zmenu-muze-prinest-plynaren-sky-balicek.html>, 11.04.2024 r.,

149 Ministerstvo životního prostředí, *V Rakvicích byla spuštěna první biometanová stanice v Jihomoravském kraji*, [https://www.mzp.cz/cz/news\\_20240307\\_V-Rakvicich-byla-spustena-prvni-biometanova-stanice-v-jihomoravskem-kraji](https://www.mzp.cz/cz/news_20240307_V-Rakvicich-byla-spustena-prvni-biometanova-stanice-v-jihomoravskem-kraji), 7.03.2024 r.

150 Aktualizace Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu, říjen 2023, Praha, s. 98.

151 Ibidem.

152 Úřad pro ochranu hospodářské soutěže, *EVROPSKÁ KOMISE SCHVÁLILA ČESKÝ PROGRAM NA PODPORU VÝROBY BIOMETANU*, <https://uohs.gov.cz/cs/informacni-centrum/tiskove-zpravy/verejna-podpora/3711-evropska-komise-schvalila-cesky-program-na-podporu-vyroby-biometanu.html>, 1.11.2023 r.

Kolejnym źródłem finansowania transformacji energetycznej w Czechach jest państwowy Fundusz Modernizacyjny, który realizuje programy wsparcia m.in. dla:

- infrastruktury do transportu międzynarodowego i krajowego, dystrybucji i magazynowania biometanu,
- instalacji do oczyszczania biogazu na biometan,
- instalacji biometanu odpadowego (pod warunkiem, że wytwarzany w nich biometan spełnia warunki dla biometanu zaawansowanego),
- montażu urządzeń kontrolno-pomiarowych służących optymalizacji i oszczędności w dystrybucji i transporcie biometanu,
- instalacji bioLNG<sup>153</sup>.

Od 1 stycznia 2024 r. w Republice Czeskiej rozpoczęło się wydawanie gwarancji pochodzenia dla biometanu. pochodzenie produkowanego biometanu. System rejestracji gwarancji pochodzenia prowadzony jest przez OTE a.s., spółkę zajmującą się prowadzeniem giełdowych platform obrotu dla energii elektrycznej i gazu. OTE posiada także status Nominowanego Operatora Rynku Energii (ang. Nominated Electricity Market Operator NEMO). Zgodnie z ustawą nr 165/2012 Dz. o wspieraniu odnawialnych źródeł Operator rynku wystawia gwarancje pochodzenia biometanu na wniosek jego wytwórcy. Operator rynku prowadzi Ewidencję Gwarancji Pochodzenia. Jest to system informacyjny, w którym gwarancja pochodzenia jest rejestrowana na rachunkach jej posiadacza przez cały cykl jej życia (tj. od jej wystawienia do złożenia wniosku)<sup>154</sup>. Gwarancja pochodzenia biometanu wystawiana jest na ilość biometanu, która została wyprodukowana przez producenta biometanu w Republice Czeskiej i dostarczona do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego Republiki Czeskiej w okresie jednego miesiąca kalendarzowego, tym samym udowadnia odbiorcom końcowym pochodzenie zużywanego przez nich paliwa.

### 3.6. Obserwowane tendencje

Kraje o rozwiniętej produkcji biometanu odchodzą od dotacji inwestycyjnych i taryf gwarantowanych na rzecz systemów przetargowych, mając na celu zachęcenie branży do obniżenia kosztów i zmniejszenia zależności od rządowych mechanizmów wsparcia. Równoległe wprowadzenie kwot na biometan stosowanych wobec dostawców energii, zwłaszcza we Francji, jest skutecznym środkiem zwiększającym włączenie biometanu do koszyka gazowo-paliwowego. Niektóre kraje zwiększają także kwoty na paliwa odnawialne, dostosowując się do mandatów określonych w dyrektywie REDII. Ponadto niektóre kraje zachęcają do stosowania biometanu jako paliwa, oferując zwolnienia z podatku konsumpcyjnego i podatku od emisji dwutlenku węgla.

Godnym uwagi trendem wśród producentów biometanu jest dywersyfikacja modeli biznesowych poprzez wykorzystanie wychwyconego dwutlenku węgla w procesach produkcyjnych. CO<sub>2</sub> znajduje zastosowanie w różnorodnych gałęziach przemysłu, w tym w sektorze rolno-spożywczym i medycznym. Ponadto niektórzy producenci przechodzą na produkcję bio-LNG, dekarbonizując sektor transportu. Dodatkowo wykorzystanie biometanu w ramach systemu handlu emisjami znacząco sprzyja rozwojowi tego sektora. Zachęty ekonomiczne zapewniane przez ETS tworzą korzystne środowisko dla powstawania umów pomiędzy producentami biometanu, a odbiorcami przemysłowymi.

153 Státní fond životního prostředí ČR, *Programy podpory*, <https://www.sfpz.cz/dotace-a-pujcky/modernizacni-fond/programy/>

154 OTE, *Záruky původu a povolenky*, <https://www.ote-cr.cz/cs/zaruky-puvodu-a-povolenky/zaruky-puvodu/zakladni-informace>

## „Zaawansowany” biometan

Przed 2016 r. w strukturze instalacji biometanowych dominowały obiekty, dla których podstawowym surowcem były rośliny energetyczne, do których uprawy byli zachęceni rolnicy. Na popularność tych surowców wpływała też gwałtownie rosnąca cena biomasy<sup>155</sup>. Największy wpływ na tę sytuację miał model wielkoskalowej produkcji dominujący w Niemczech i Wielkiej Brytanii. Zmiany w tym obszarze można wiązać z kolei z Dyrektywą RED II, zgodnie z którą biomasa przeznaczona do zrównoważonej produkcji biogazu nie powinna stwarzać konkurencji o grunty rolne – uznawane za przeznaczone pod produkcję żywności i pasz.

Obecnie coraz bardziej restrykcyjne regulacje i rosnąca świadomość społeczna, dotycząca kryteriów zrównoważonej biomasy i biometanu (tzw. zaawansowany biometan), skutkują mniejszą dostępnością i wymiarem finansowego wsparcia publicznego dla niezrównoważonych instalacji biometanu. Drastycznie spada udział nowych instalacji, wykorzystujących rośliny energetyczne jako substrat podstawowy. Obecnie rośnie udział surowców zrównoważonych jako substrat dla jednostek biogazowych, do których należą głównie pozostałości rolnicze i poźniwne, obornik oraz poplon<sup>156</sup>. Gromadzenie w biometanowniach pozostałości rolniczych jest również jedną z metod na ograniczanie emisji metanu do atmosfery, którego znaczącym źródłem jest wciąż rolnictwo.

Normy klimatyczne i działania prowadzące do świadomej dekarbonizacji, wpłynęły również na charakter produkcji biometanu. Ograniczanie emisji gazów cieplarnianych dla biometanu oznacza zarówno troskę o wycieki metanu, jak i odnawialność uzyskiwanego gazu. W celu zapewnienia jakości na rynku biometanu, wprowadzono system certyfikacji.

Pomimo że rachunek ekonomiczny produkcji biometanu nie stanowi o jego przewadze na rynku, wciąż często pomija się inne kluczowe kwestie, związane z jego rozwojem. Do największych zalet trzeba zaliczyć wszechstronność jego wykorzystania, możliwość magazynowania i sterowania systemem energetycznym za pomocą zgromadzonych zasobów. To cenne zwłaszcza w systemach energetycznych, opierających się o źródła odnawialne i poszukujących inteligentnych rozwiązań w uzupełnianiu miksu energetycznego. Za pomocą biometanu można zdekarbonizować wiele sektorów gospodarki. Przykłady analizowanych krajów pokazują, że o biometanie należy myśleć zdecydowanie długoterminowo i reagować na rynkowe zmiany przy pomocy znanych już narzędzi wsparcia i zachęt. Biometan należy rozpatrywać również wielosektorowo, nie tylko w kontekście energetyki i ochrony klimatu, ale również rozwoju rolnictwa, transportu, poprawy efektywności gospodarki odpadami oraz odpowiedniego zagospodarowania lokalnych zasobów.

Te wymagania sprawiają, że skuteczny i rentowny rozwój branży biometanu wymaga sprawnej koordynacji między różnymi sektorowymi politykami obejmującymi m.in. energetykę, rolnictwo, przemysł oraz ochronę środowiska. Podejmowane działania powinny natomiast obejmować m.in. przeprowadzenie dokładnej analizy i identyfikacji potrzeb rynku krajowego w zakresie brakujących rozwiązań regulacyjnych oraz narzędzi finansowania inwestycji biometanowych. Wciąż ważną kwestią pozostaje także budowa świadomości społecznej i przeciwdziałanie oporowi, jaki napotyka branża biogazowa.

155 A. Górna, i in. *Predicting Post-Production Biomass Prices. Energies 2023*, Poznań, s. 16

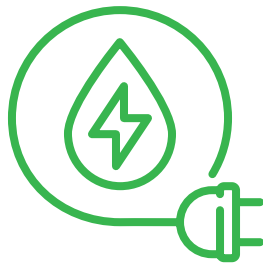
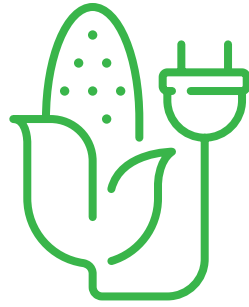
156 SIA Partners, 2023, op. cit.

Za główną przyczynę wciąż skromnej produkcji biometanu w UE uznaje się brak konkretnej polityki, zachęcającej do jego rozwoju<sup>157</sup>. Barię ekonomiczną stanowią stosunkowo wysokie koszty i wciąż niska konkurencyjność względem gazu ziemnego. Do pozaekonomicznych czynników można zaliczyć niską świadomość i brak informacji w zakresie biometanu i „wychwytywania” gazów cieplarnianych, oraz niedobory natury technologicznej i inżynierskiej. Brak systemów wsparcia widoczny jest w przestrzennym rozkładzie lokalizacji inwestycji, związanych z biometanem.

### Konkluzje:

- Produkcja i upowszechnianie biometanu nie były do tej pory priorytetami w rozwoju odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej i w opisanych przypadkach krajów członkowskich.
- Produkcja biometanu została poprzedzona stworzeniem infrastruktury wytwórczej dla biogazu, który jest wykorzystywany lokalnie do generacji energii elektrycznej i ciepłej.
- W istniejących warunkach rynkowych rozwój produkcji biometanu i jego wkład w dekarbonizację gazownictwa nie jest możliwy bez publicznych systemów wsparcia. Rozwój produkcji biometanu jest dla krajowych gospodarek wynikiem świadomej, długoterminowej polityki, której korzyści wykraczają głęboko poza bezpośrednie ekonomiczne aspekty, bazując na gospodarowaniu odpadami z wielu gałęzi gospodarki, zmniejszaniem emisyjności i wykorzystywaniu lokalnego potencjału.
- Głównym problemem narzędzi finansowych, wykorzystywanych w produkcji biometanu, jest aktualnie uniknięcie wymknięcia się kosztów dotacji spod kontroli i dbanie o konkurencję na rynku.
- Rozwój produkcji biometanu w Polsce wymaga stworzenia kompleksowych prawno-finansowych rozwiązań zachęcających i umożliwiających realizację inwestycji w instalacje biometanowe.
- Dbanie o edukację społeczeństwa oraz zrównoważoną produkcję (zarówno pod względem kategorii substratów jak i unikania wycieków z instalacji produkcyjnych) od samego początku rozwoju rynku, pozwoli na przyspieszenie realizacji celów klimatycznych i większą konkurencyjność polskiego biometanu.
- Stymulacja produkcji biometanu powinna iść w parze z polityką rolną i energetyczną kraju, a także ze współpracą z operatorami infrastruktury gazowej.

157 Raport IEA 2020, *Outlook for biogas and biomethane, Prospects for organic growth*, <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/sustainable-supply-potential-and-costs>, 18.03.2020 r.



## 4 Potencjał produkcyjny i zapotrzebowania na biometan w Polsce



## Rozdział 4.

# Potencjał produkcyjny i zapotrzebowania na biometan w Polsce

W I kw. 2024 r. wolumen produkcji biometanu w Polsce wyniósł 0 m<sup>3</sup>. Stawia to kraj w niezwykle niekorzystnym świetle, bowiem wg danych opublikowanych w kwietniu 2023 r. przez European Biogas Association (EBA) Polska znalazła się w niewielkiej grupie państw-członków UE bez funkcjonujących biometanowni, wraz z Rumunią, Bułgarią, Słowenią, Chorwacją, Grecją, Litwą, Cyprzem i Maltą<sup>158</sup>. Litwa jednak wyszła już z tej „grupy wstydu”, bowiem uruchomiła pierwszą biometanownię we wrześniu 2023 r. Biometanownie rozwijają się we wszystkich państwach Europy Środkowej (poza Polską) i Zachodniej. Paradoksalnie rynek biometanu nie istnieje jeszcze w Polsce – kraju o potencjale produkcji zaliczanym do największych w Europie. Warto jednocześnie podkreślić, że w ostatniej dekadzie wyraźnie wzrosło zapotrzebowanie w Polsce na gaz ziemny (do ok. 17 mld m<sup>3</sup> w 2023 r.), który jako surowiec nieodnawialny jest w UE traktowany jako paliwo przejściowe i musi zostać zastąpiony gazami zdekarbonizowanymi – w pierwszym rzędzie biometanem. W obliczu z jednej strony silnego zapotrzebowania na biometan w celu szybkiej dekarbonizacji polskiej gospodarki, a z drugiej ogromnego potencjału produkcyjnego dla bioCH<sub>4</sub> – zwłaszcza w sektorze rolno-spożywczym, polski rynek biogazu (obejmujący zarówno biogazownie z jednostkami CHP jak i biometanownie) jest w perspektywie 2035 r. największym rynkiem inwestycyjnym w UE o wartości ok. 40-45 mld EUR. Warto więc bliżej przyjrzeć się zarówno potencjałowi produkcyjnemu tego sektora, jak i zapotrzebowania na biometan ze strony innych sektorów gospodarki.

### 4.1. Kategorie substratu

W Polsce istnieje podział na trzy rodzaje biogazowni: rolnicze, komunalne (odpadowe obejmujące także sektor oczyszczalni ścieków) oraz wysypiskowe wykorzystujące gaz wysypiskowy. W przypadku biometanowni podobny podział będzie stosowany w zakresie rodzaju inwestycji (biometanownia tzw. rolnicza będzie miała większe ułatwienia w procedurze administracyjnej uzyskiwania niezbędnych zezwoleń niż komunalna), a wyznacznikiem takiego podziału są przede wszystkim rodzaje stosowanych

158 EBA, *Biomethane Map 2022-2023*, <https://www.europeanbiogas.eu/biomethane-map-2022-2023/>, 04.2023 r.

substratów. Należy równocześnie podkreślić, że wytwarzany biometan powinien być certyfikowany wg innych kryteriów niż „rolniczy” czy „odpadowy”, w tym wypadku bierze się pod uwagę zwłaszcza rodzaj substratu (biomasa rolnicza z głównego plonu ma niższą wartość ekologiczną, z kolei preferowany jest materiał odpadowy, zwłaszcza taki, który generuje silne emisje gazów cieplarnianych w czasie składowania jako obornik).

Z tego powodu kategorie substratów podzielono wg rodzaju biogazowni (a w najbliższej przyszłości biometanowni), w których są one wykorzystywane. Prawdopodobnie pierwsza w Polsce biometanownia (budowana w zakładzie doświadczalnym Brody należącym do Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu), której uruchomienie planowane jest na 2025 r. uzyskała niezbędne pozwolenia jako biogazownia rolnicza o ekwiwalencie mocy poniżej 500 kW (czyli produkcji poniżej 1,055 mln m<sup>3</sup> bioCH<sub>4</sub>/rok) – wg takiej samej ścieżki legislacyjnej jak gdyby to była klasyczna biogazownia z agregatem kogeneracyjnym.

#### 4.1.1. Biogaz rolniczy

Biogaz (ale i biometan) rolniczy ma zdecydowanie największy potencjał w porównaniu do sektora komunalnego czy wysypiskowego. W I kw. 2016 r. specjaliści z Pracowni Ekotechnologii Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu (UPP) przeprowadzili analizę potencjału biogazowego i biometanowego Polski biorąc pod uwagę sektor rolniczy i przetwórstwa rolno-spożywczego. Do tego celu wzięto dostępne teoretycznie ilości biomasy ubocznej z rolnictwa i bioodpadów, zmniejszając je (po rozmowach ze specjalistami z branży rolno-spożywczej) do realnie dostępnych wolumenów substratowych. Wolumeny te następnie przemnożono przez wydajności biogazowe tychże substratów uzyskane w badaniach wykonanych w Pracowni Ekotechnologii. W takiej analizie wykorzystano następujące materiały uznane jako potencjalne substraty do biogazowni:

- łącznie 90 mln ton obornika, gnojowicy i pomiotu (wielkość przybliżona, ilość obornika i gnojowicy zmienia się wraz ze zmianami pogłowia zwierząt) z ogólnie dostępnej masy produkowanej w ilości ponad 125 mln ton;
- 8 mln ton słomy zbóż i rzepaku z ogólnej masy ponad 35 mln ton – część tej słomy musi być bowiem przeznaczona również do produkcji zwierzęcej (ściółka), na pelety/brykiety oraz na podłoże do produkcji pieczarek, z kolei część rolników przeoruje słomę w celach nawozowych;
- 4 mln ton słomy kukurydzianej z dostępnych w kraju blisko 6 mln ton;
- odpadowa biomasa roślinna (np. liście buraków, siano niepaszowe, w tym z obszarów chronionych, cennych przyrodniczo itp.);
- odpady z przetwórstwa żywności, cukrowni, rzeźni, ubojni, mleczarni, gorzelni;
- refood, czyli przeterminowana i zepsuta żywność (przed jej sprzedażą klientom indywidualnym – po tym wchodzi w skład odpadów grupy 20, czyli komunalnych).



Zestawienie dostępnej biomasy oraz potencjału biogazu/biometanu w skali Polski dla 2015 r. przedstawiono w tabeli 6.

**TAB. 6.** Potencjał produkcji biogazu i biometanu rolniczego w Polsce w 2015 r. (opr. własne)

Rodzaj substratu	masa	wydajność biogazowa	stężenie CH <sub>4</sub>	ilość biogazu	ilość metanu
	mln Mg	m <sup>3</sup> /Mg świeżej masy	%	mln m <sup>3</sup>	mln m <sup>3</sup>
obornik	70	80	62	5600,0	3472,0
gnojowica	20	18	64	360,0	230,4
słoma kukurydziana	4	420	52	1680,0	873,6
liście buraków	4,5	70	54	315,0	170,1
wysłodki buraczane	4,5	42	52	189,0	98,3
słoma zbożowa i inna	8	520	54	4160,0	2246,4
siano niepaszowe	1,6	420	54	672,0	362,9
odpadowa tkanka zw.	0,4	300	66	120,0	79,2
osady z przetworni	0,14	80	65	11,2	7,3
wytłoki i odp.z przetw.	0,95	150	56	142,5	79,8
odpady z mleczarstwa	0,15	40	56	6,0	3,4
wywary i moszcze	1,32	45	60	59,4	35,6
odpady celulozowe	1,08	140	56	151,2	84,7
refood	0,36	160	64	57,6	36,9
				<b>13523,9</b>	<b>7780,5</b>

Na podstawie obliczonych wartości można stwierdzić, że łączny potencjał sektora rolno-spożywczego w zakresie biogazu rolniczego sięgał 7,78 mld m<sup>3</sup> bioCH<sub>4</sub>/rok (13,5 mld m<sup>3</sup> biogazu), a w przeliczeniu na moc elektryczną to blisko 3,7 GW przy pracy ciągłej (24 h/dobę) oraz blisko 11 GW przy pracy szczytowej (8 h/dobę). Aktualnie prace nad określeniem potencjału biometanowego prowadzą także specjaliści z NCBR, w ramach realizowanego przez tę instytucję programu „Innowacyjna Biogazownia”. W opublikowanym przez NCBR w maju 2024 r. opracowaniu bazę surowcową niezbędną do produkcji biogazu, a następnie biometanu stanowi substancja organiczna – biomasa, oszacowano na ok. 112 mln ton rocznie<sup>159</sup>. W jej skład wchodzi przede wszystkim odpady i pozostałości z rolnictwa, takie jak: odchody zwierzęce, nadwyżkowa słoma zbożowa, słoma kukurydziana, bioodpady z przetwórstwa rolno-spożywczego, bioodpady komunalne miejskie selektywnie zbierane. Na podstawie analizy dostępności do biomasy oraz dostępności technicznej do sieci gazowniczej wyodrębniono 3 rodzaje potencjałów produkcyjnych biometanu w Polsce: techniczny, wdrożeniowy oraz inwestycyjny. Charakterystykę wyodrębnionych potencjałów produkcyjnych oraz oszacowane dla nich wolumeny biometanu przedstawia tabela nr 7.

159 NCBR, *Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce*. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego. Wersja z 20.05.2024 r., s. 2.

TAB. 7. Potencjalna podaż biometanu w Polsce<sup>160</sup>

Rodzaje potencjałów	Opis	Wolumen w mld m <sup>3</sup>	Wolumen w TWh
<b>Potencjał techniczny</b>	To ilość biometanu możliwa do wyprodukowania w skali całego kraju z fizycznie dostępnych zasobów przetworzonych w procesie fermentacji metanowej oraz kondycjonowania biogazu do biometanu	8,0	84,4
<b>Potencjał wdrożeniowy</b>	Uwzględnia możliwość mobilizacji i dostaw dostępnych zasobów dla instalacji biometanowych w skali kraju. W praktyce nie wszystkie zasoby będą mogły być dostarczone do instalacji biometanowych.	4,7	49,5
<b>Potencjał inwestycyjny</b>	Określa ilość biometanu możliwego do wytworzenia w kraju mając na uwadze koncentrację substratów w ilości niezbędnej dla określonej wielkości instalacji. Uwzględnia jedynie lokalizacje, w których mogą być budowane instalacje o wydajności powyżej 2 mln <sup>3</sup> /rok biometanu netto.	<b>3,2</b>	<b>33,7</b>

**Źródło:** NCBR, Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. 20.05.2024 r., s. 4.

Kolejna próba obliczenia krajowego potencjału produkcyjnego biometanu podjęta została przez Polską Organizację Biometanu (POB). W opublikowanym w lipcu 2024 r. streszczeniu raportu: „Potencjał produkcji biometanu w Polsce” wskazano na odpady z sektora rolno-spożywczego jako główne źródło pozyskiwania biometanu (m.in. słoma, obornik, gnojowica, pomiot ptasi). Dzięki wykorzystaniu tych zasobów zdolności techniczne mają pozwolić na ujęcie aż 8,5 mld m<sup>3</sup>.<sup>161</sup> To zdecydowanie bardziej optymistyczne szacunki od wielkości podanych przez NCBR. Kierując się ostrożnym podejściem do prognozowania, punktem odniesienia dla dalszej analizy zawartej w Raporcie pozostanie podany przez

<sup>160</sup> Ibidem, s. 6-8.

<sup>161</sup> Polska Organizacja Biometanu, *Potencjał produkcji biometanu w Polsce. Streszczenie*, Warszawa 2024, s. 9

NCBR potencjał inwestycyjny produkcji biometanu w wysokości 3,2 mld m<sup>3</sup> (ok. 33,7 TWh) rocznie. Wolumen ten jest także bardzo zbliżony do wielkości podanych przez European Biogas Association, który prognozuje produkcję w Polsce na poziomie 3,3 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Zaprezentowane wcześniej obliczenia potencjału nie obejmują wszystkich rodzajów biomasy rolniczej, która może być wykorzystana do produkcji biogazu. W szczególności ogromny potencjał tkwi w uprawie roślin energetycznych, zwłaszcza na nieużytkach oraz glebach odłogowanych czy zdegradowanych. W dyrektywie RED II generalnie neguje się wykorzystywanie do produkcji biometanu kiszonki z kukurydzy (najpopularniejszego w ostatnich latach substratu do zasilania biogazowni w EU). Szacujemy, że wykorzystanie do 5% gruntów dostępnych w Polsce na uprawę roślin energetycznych (kukurydza, sorgo itp.) mogłoby w efekcie pozwolić na wytworzenie dodatkowo ponad 4,5 mld m<sup>3</sup> biometanu. Poczynany z takiego substratu biometan byłby istotnym źródłem dodatkowego zysku dla rolników oraz znacząco zmniejszałyby potrzeby importowe Polski w zakresie gazu ziemnego. Autorzy Raportu mają jednak świadomość, że realizacja powyższego scenariusza kolidowałaby z zasadami zrównoważonego rozwoju, m.in. stanowiąc konkurencję dla produkcji rolnej przeznaczonej na potrzeby żywieniowe ludności. W związku z powyższym zagadnienie to nie będzie dalej rozwijane.

#### 4.1.2. Biogaz komunalny

Sektor komunalny generuje ze źródeł biogazowych aktualnie mniej niż 200 MW mocy i jeszcze do niedawna przewyższał produkcją biogazu sektor rolniczy. Jego potencjał produkcyjny jest trudny do obliczenia z uwagi na brak wiarygodnych danych i bardzo różny skład/wartość energetyczną bioodpadów komunalnych. Pracownia Ekotechnologii UPP dysponuje unikatowymi danymi w zakresie badań składu (morfologii) oraz wartości energetycznej (biogazowej) bioodpadów z największych miast Polski. Na tej podstawie można przyjąć, że odpady kuchenne ulegające biodegradacji (kod 20 01 08) zbierane w odpowiedni sposób mają średnią wydajność na poziomie 60 m<sup>3</sup> bioCH<sub>4</sub>/Mg świeżej masy, z kolei odpady zielone (20 02 01) na poziomie 45 m<sup>3</sup> bioCH<sub>4</sub>/Mg świeżej masy. Przyjmuje się szacunkowo, że ilość biodegradowalnej frakcji organicznej w strumieniu odpadów komunalnych w Polsce wynosi ok. 5 mln ton. Z badań realizowanych w Pracowni Ekotechnologii wynika, że z tego ok. 75% stanowi frakcja kuchenna, a ok. 25% są to odpady zielone. Na tej podstawie możliwe było obliczenie potencjału do produkcji biogazu/biometanu w sektorze komunalnym, co prezentuje tabela nr 8. Należy dodać również, że uwzględniono również strumień biomasy trafiający do Punktów Selektywnej Zbiórki Odpadów Komunalnych (PSZOK), gdzie z ok. 1,5 mln ton rocznie możliwe jest wykorzystanie ok 0,4 mln ton jako substratu w biogazowniach.

**TAB. 8.** Potencjał produkcji biogazu i biometanu w Polsce w 2015 r. (opr. własne)

Rodzaj substratu	masa	wydajność biogazowa	stężenie CH <sub>4</sub>	ilość biogazu	ilość metanu
	mln Mg	m <sup>3</sup> /Mg świeżej masy	%	mln m <sup>3</sup>	mln m <sup>3</sup>
osady ściekowe	0,58*	192,2**	62	111,5	69,1
odpady kuchenne	3,75	103,5	58	388,1	225,1
trawa liście	1,25	88	52	110,0	57,2
odpady zielone z PSZOK	0,4	80	50	32,0	16,0
				<b>641,6</b>	<b>367,4</b>

\* masa podawana w Mg suchej masy (dane wg. GUS); \*\* wydajność dla suchej masy

Na podstawie powyższej analizy można stwierdzić, że sektor komunalny posiada wielokrotnie mniejszy potencjał dla produkcji biometanu niż rolno-spożywczy. Należy jednak podkreślić, że w instalacjach komunalnych mogą być również wykorzystywane bioodpady z sektora rolno-spożywczego i taka sytuacja ma już miejsce w przypadku niektórych biogazowni pracujących przy oczyszczalniach ścieków.

### 4.1.3. Biogaz wysypiskowy

Instalacje wysypiskowe będą zanikać w najbliższych latach z uwagi na fakt obowiązku segregacji odpadów i zbierania jako wydzielonego strumienia tzw. odpadów kuchennych. Dlatego kierowany aktualnie na wysypiska strumień zmieszanych odpadów komunalnych jest bardzo ubogi w materię organiczną w porównaniu do sytuacji sprzed kilku czy kilkunastu lat. Ponieważ czas beztlenowego rozkładu frakcji organicznej obecnej na wysypiskach ocenia się na ok. 15 lat – w związku z tym eksploatowane obecnie instalacje gazu wysypiskowego będą coraz bardziej tracić na znaczeniu z uwagi na znaczące zmniejszenie się ładunku organiki trafiającego w ostatnich latach na kwatery składowisk.

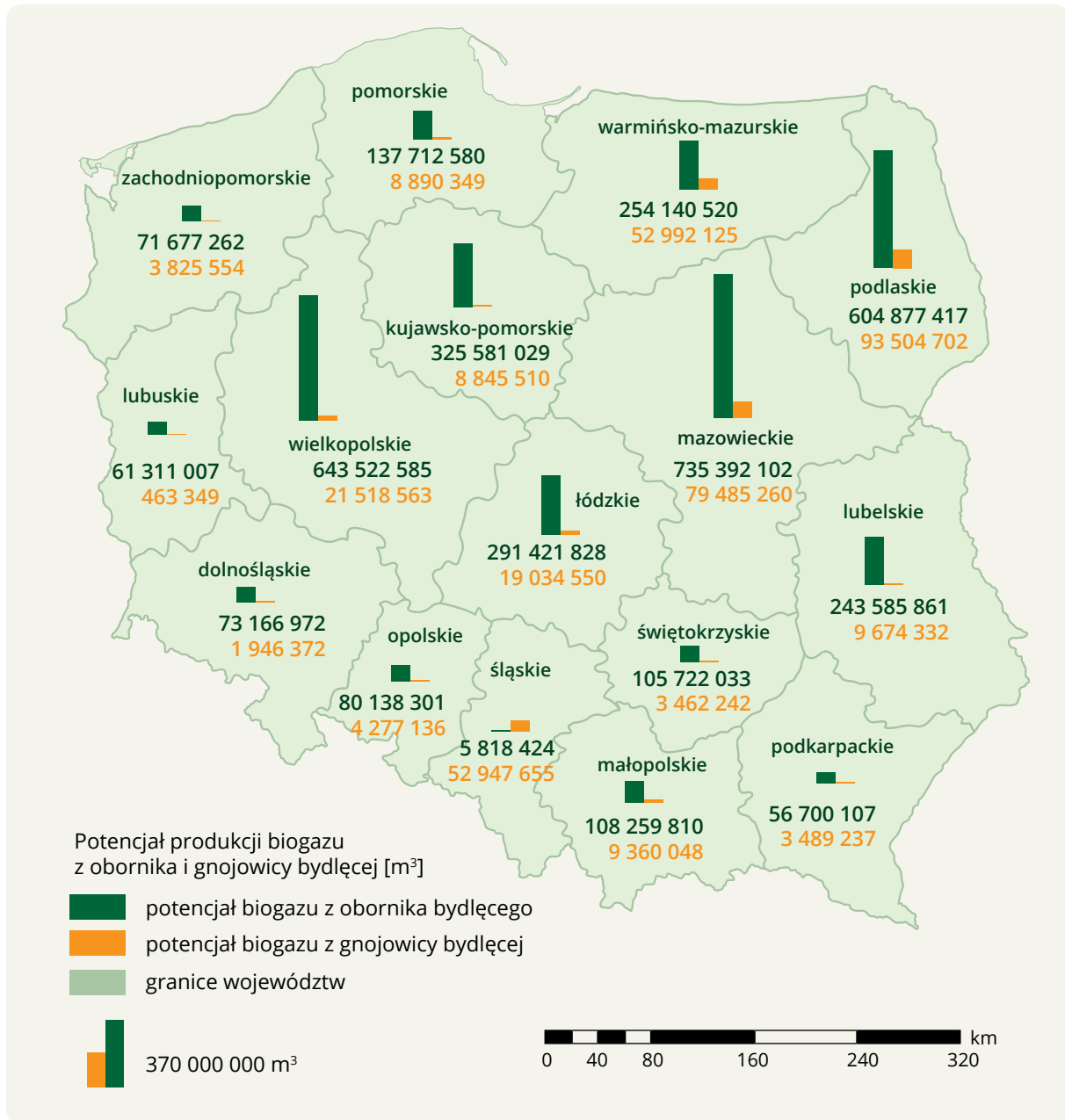
## 4.2. Polski wolumen substratu w ujęciu geograficznym

Jak stwierdzono w poprzednim rozdziale, największy potencjał substratowy dotyczy sektora biogazowni/biometanowni rolniczych, a w szczególności odchodów zwierzęcych, których potencjał szacowany realnie na ok. 70 mln ton rocznie (z ogólnie produkowanych ok. 125 mln ton) zdecydowanie dominuje spośród analizowanych materiałów. Obornik jest szczególnie korzystnym substratem z punktu widzenia dyrektywy RED II, bowiem wyprodukowany z niego biometan posiada ujemną emisyjność ( $-162 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$ ) wskutek ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (metanu i podtlenku azotu) w czasie tradycyjnego składowania tegoż nawozu.

W artykule z 2021 r.<sup>162</sup> zespół autorów z kilku instytucji naukowych zaprezentował graficzny rozkład wytwarzanego obornika i gnojowicy w produkcji bydła i trzody, obliczając przy tym potencjał biogazowy dla poszczególnych województw. Jak widać na rys. 13 i 14, obszarami o największym potencjale produkcyjnym są województwa centralnej Polski (Wielkopolskie, Mazowieckie, Łódzkie i Kujawsko-Pomorskie) oraz północnej i wschodniej. Najmniejszy potencjał produkcyjny w obszarze odchodów zwierzęcych rozciąga się w pasie województw wzdłuż granic z Niemcami, Czechami i Słowacją.

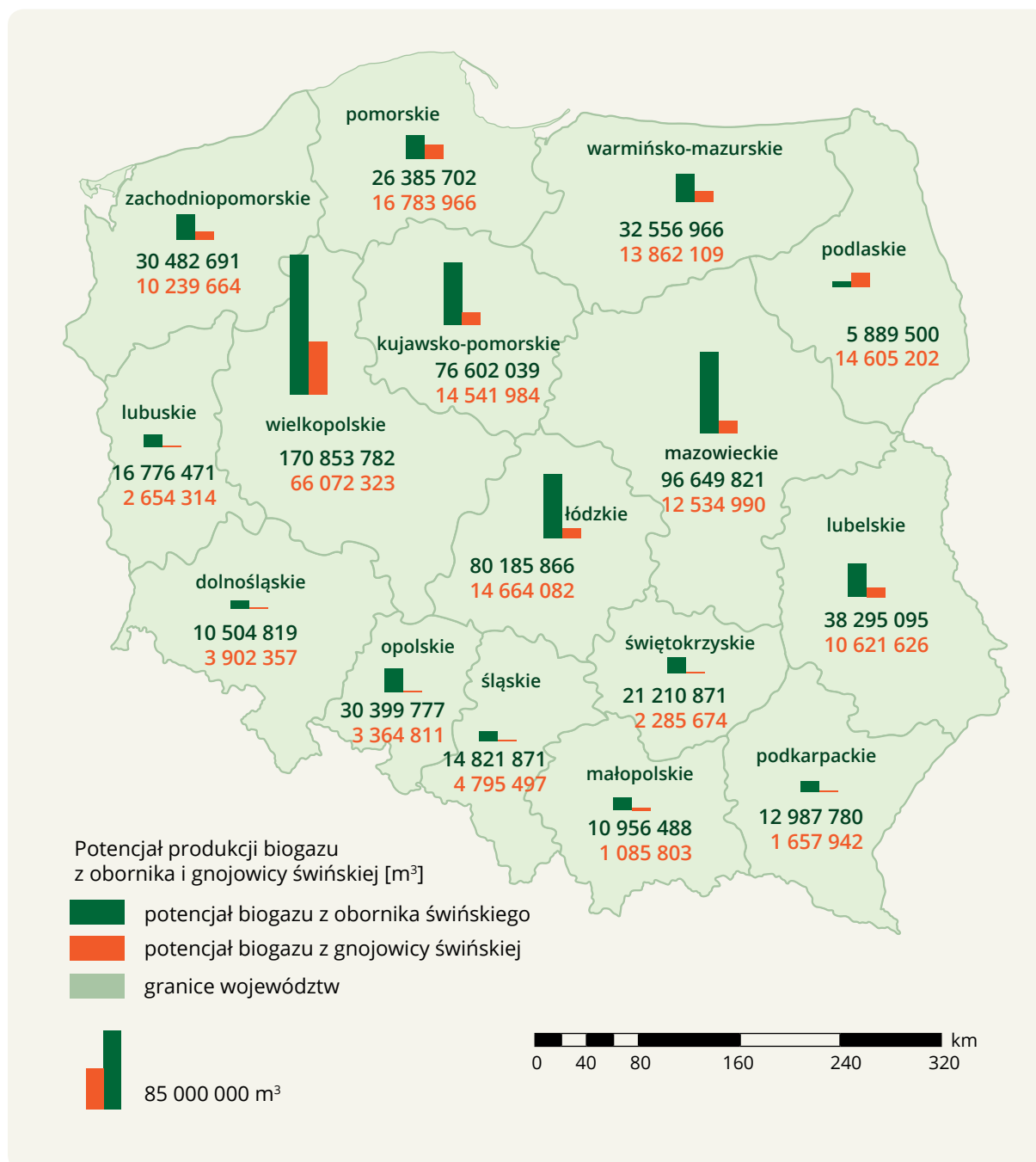
162 A. Wawrzyniak., A. Lewicki, P. Pochwatka, P. Sołowiej, W. Czekala, *Database system for estimating the biogas potential of cattle and swine feces in Poland*, "Journal of Ecological Engineering", 22 (3), 111-120, 2021 r.

RYS. 13. Potencjał produkcji biogazu z obornika i gnojowicy bydłowej w Polsce



Źródło: Wawrzyniak et al., 2021

RYS. 14. Potencjał produkcji biogazu z obornika i gnojowicy świńskiej w Polsce



Źródło: Wawrzyniak et al., 2021

Należy jednak podkreślić, że z kolei w województwach o niższej intensywności produkcji zwierzęcej znacznie większa jest dostępność słomy, drugiego z kolei materiału pod względem potencjału biometanowego w Polsce, ponieważ jest tam ona w znacznie mniejszym stopniu wykorzystywana na ściółkę dla zwierząt. Warto dodać, że brak dostępnych odchodów zwierzęcych w danej okolicy nie musi być równoznaczny z decyzją o zaniechaniu budowy biometanowni, bowiem proces fermentacji może odbywać się bez ich udziału. Przykładowo jeszcze kilka lat temu w Niemczech ponad 6 tys. biogazowni

rolniczych było zasilanych tylko wsadem roślinnym, przede wszystkim kiszonką z kukurydzy. Oczywiście monosubstratowe zasilanie biogazowni wywołuje pewne problemy biotechnologiczne w procesie fermentacji, ale doświadczony zespół specjalistów skutecznie pomaga w ich rozwiązaniu. Obiektywnie trzeba jednak przyznać, że większość inwestorów nie bierze pod uwagę zasilania biogazowni substratami zawierającymi materiały lignocelulozowe (słomą, obornikiem) z uwagi na problemy związane z efektywnym rozdrobnieniem, zapychaniem się rur czy też silną tendencją do tworzenia kożucha. Stąd pojawiające się często narzekania na brak substratów. Rzeczywiście, jeśli z tabeli nr 6 usunie się obornik i wszystkie rodzaje słomy – masa dostępnych substratów zmniejszy się kilkakrotnie (ze 117 mln Mg do zaledwie 19 mln). Jednak nowoczesne biogazownie wyposażone w odpowiednie destrukторы mechaniczne i kawitacyjne oraz w skuteczny system mieszania rozbijający kożuch mogą z powodzeniem stosować substraty z przewagą materiałów lignocelulozowych. Należy przy tym jednak pamiętać o ryzyku wystąpienia zjawiska nazywanego „głodem azotowym” i odpowiednich środkach zaradczych.

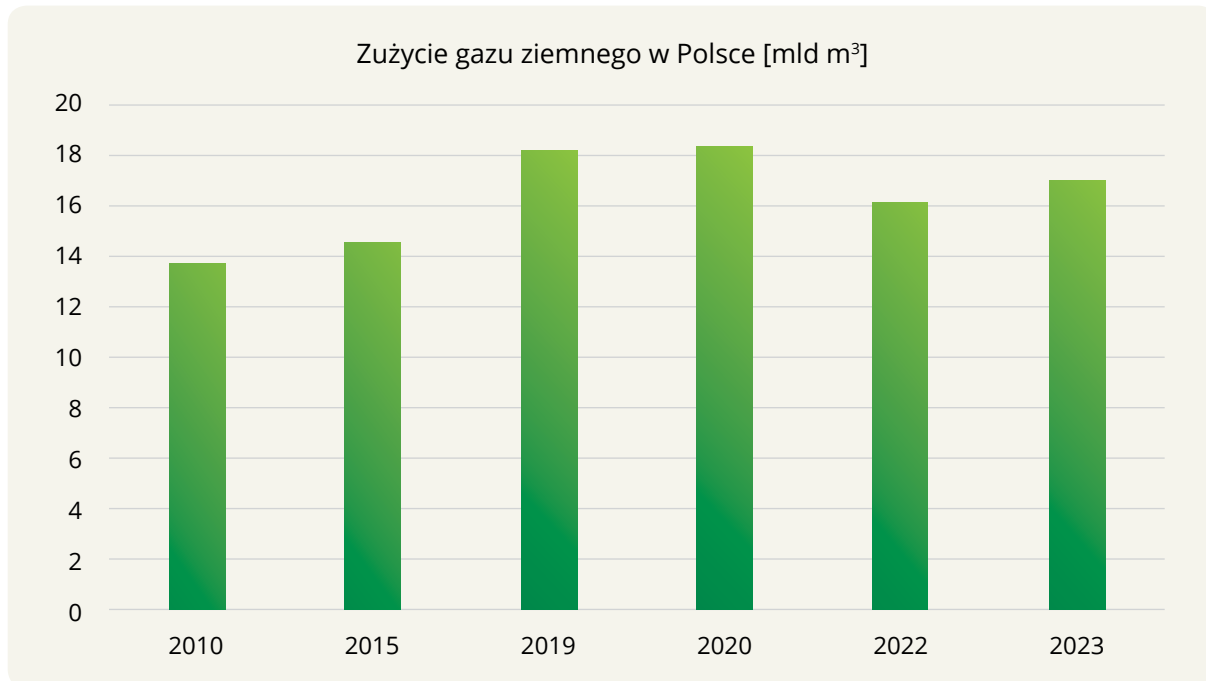
### 4.3. Szacowanie wielkości i struktury potencjalnego popytu

W warunkach ekonomicznych Polski latem 2024 r. trudno jest oszacować potencjalny popyt na biometan z uwagi na bardzo niskie ceny gazu ziemnego, które spadły do poziomu sprzed kryzysu energetycznego w UE wywołany przez rosyjski szantaż gazowy, a następnie rosyjską agresję na Ukrainę. Deklaratywnie zapotrzebowanie na biometan wydaje się w najbliższych latach bardzo duże. Według szacunków NCBR realny popyt na biometan w Polsce może osiągnąć poziom ok. 4 mld m<sup>3</sup> rocznie. Zapotrzebowanie na ten gaz odnawialny będą generować przede wszystkim elektroenergetyka i ciepłownictwo systemowe - do 2 mld m<sup>3</sup> rocznie, oraz przemysł - ok. 2 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>163</sup>.

Należy stwierdzić, że w interesie gospodarczym i politycznym Polski leży zwiększanie produkcji biometanu i zastąpienie nim części zużywanego gazu ziemnego. Jak widać na rys. 15, zużycie gazu ziemnego w Polsce w ostatnich 15 latach wzrastało pomimo zamierzeń Komisji Europejskiej zmierzających do redukcji jego wykorzystania jako paliwa przejściowego w założeniach Zielonego Ładu. Po spadku konsumpcji gazu w kryzysowym 2022 r. jej poziom ponownie wzrósł w 2023 r. osiągając wielkość 17 mld m<sup>3</sup>.<sup>164</sup>

163 NCBR, Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego. Wersja z 20.05.2024 r.

164 Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, *ORLEN w pełni zabezpiecza dostawy gazu dla polskich odbiorców*, <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/orlen-w-pelni-zabezpiecza-dostawy-gazu-dla-polskich-odbiorcow/newsGroupId/10184?changeYear=2024&currentPage=1>, 1.03.2024 r.

**RYS. 15.** Zużycie gazu ziemnego w Polsce

**Źródło:** Dane GUS, dla 2023 r. – szacunki

Ponieważ biometan jest nośnikiem energetycznym znacznie droższym (i rzadszym) niż gaz ziemny, jego zastosowanie jest na razie ograniczone. Jedną z potencjalnych możliwości gospodarczego wykorzystania biometanu jest zastosowanie tego gazu jako ekologicznego paliwa w transporcie publicznym. W ustawie o elektromobilności<sup>165</sup> znajduje się zapis, iż od 1 stycznia 2025 r. komunikacja publiczna musi być realizowana przy pomocy autobusów zeroemisyjnych lub autobusów napędzanych biometanem we flocie użytkowanych pojazdów na obszarze tej jednostki samorządu terytorialnego wynoszącym co najmniej 20% (art. 68, ust. 4). Warto przy tym podkreślić, że w wielu polskich samorządach funkcjonują floty autobusów zasilanych instalacją CNG, które w okresie przejściowym wraz z rozwojem elektryfikacji i krajowych zasobów źródeł OZE, mogłyby wykorzystywać biometan. Co więcej – autobus z instalacją CNG jest pozbawiony większości obecnych ograniczeń autobusów elektrycznych: ma znacznie większy zasięg niezależnie od pory roku, czas tankowania jest krótszy, czy też łatwiej go eksploatować zimą lub trudnych warunkach terenowych. Dodatkowo gminy mogą inwestować w biometanownie komunalne i produkować bioCH<sub>4</sub> do zasilania własnej floty, bazując na własnych bioodpadach. Ten ostatni aspekt ma również znaczenie społeczne – łatwiej jest bowiem przekonać mieszkańców do lepszej segregacji odpadów jeśli będą oni mieli świadomość, że zbierane selektywnie bioodpady będą wykorzystane do produkcji paliwa dla lokalnego transportu zbiorowego. Jak już wyżej podkreślono, paliwo biometanowe w transporcie to jedna z możliwych opcji gospodarczego wykorzystania tego gazu. Jednak należy mieć świadomość, że jednak jego ograniczony przyszły wolumen nie pozwoli na pełną dekarbonizację sektora transportu publicznego.

165 Ustawa z dn. 11.01.2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, Dz. U. 2018 poz. 317.



#### 4.4. Realizacja inwestycji w produkcję biometanu

Zespół Pracowni Ekotechnologii jako reprezentant Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu (UPP) jest odpowiedzialny za realizację programu NCBR „Innowacyjna Biogazownia”, w ramach którego w gospodarstwie doświadczalnym UPP w Brodach powstaje pierwsza polska biometanownia. Jednak z uwagi na ograniczenia czasowe związane z realizacją konkursu, biometanownia ta będzie miała zdolności produkcyjne równoważne biogazowni o mocy elektrycznej 499 kW. Dzięki temu uniknięto długotrwałej procedury uzyskiwania tzw. decyzji środowiskowej gdyż biogazownie rolnicze poniżej 500 kW mocy el. zwolnione są z konieczności uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia. Jednak takie rozwiązanie jest wyjątkiem, bowiem z uwagi na konieczność optymalizacji kosztów inwestycyjnych oraz obniżenia kosztów eksploatacyjnych w przeliczeniu na metr sześcienny produkowanego biometanu – najczęściej spotykane wielkości biometanowni w Europie są dużo większe niż budowana w Brodach, zazwyczaj o ekwiwalencie mocy elektrycznej 2-4 MW.

W przypadku realizacji biometanowni o takiej wydajności jednym z najważniejszych działań jest wybranie lokalizacji oraz wykonanie tzw. inwentaryzacji substratów w danej lokalizacji. Działka dla typowej biometanowni o wydajności 4 mln m<sup>3</sup> bioCH<sub>4</sub> rocznie powinna mieć powierzchnię ok. 2-2,5 ha dla technologii opartych na klasycznej technologii NaWaRo, w przypadku nowoczesnych rozwiązań to niecałe 1,5 ha, a nawet poniżej 1 ha w przypadku jedynie krótkotrwałego składowania substratów. Przykładowo działka w należącym do UPP gospodarstwie doświadczalnym Przybroda, na której znajduje się funkcjonująca w takim reżimie zasilania biogazownia o potencjale produkcyjnym 2,1 mln m<sup>3</sup> biometanu rocznie, ma powierzchnię zaledwie 0,35 ha (rys. 16.). Oczywiście jeśli w bezpośrednim sąsiedztwie biometanowni mają być składowane długoterminowo substraty do jej zasilania, działka powinna być odpowiednio większa.

**RYC. 16.** Widok na biogazownię (potencjał produkcyjny 2,1 mln m<sup>3</sup>/rok biometanu) w gospodarstwie UPP w Przybrodzie; A – akcelerator biotechnologiczny (250 m<sup>3</sup> objętości), F1, F2 – fermentory (2 razy 870 m<sup>3</sup>), ZnP – zbiornik na poferment (3600 m<sup>3</sup>)



Źródło: fot. Jacek Dach

Przy planowaniu biometanowni konieczna jest analiza wielu czynników lokalizacyjnych, wśród których można wymienić:

- Rozmiar działki ewidencyjnej, jej kształt, deniwelację, stan zagospodarowania;
- Przeznaczenie terenu w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego (MPZP), a w przypadku braku MPZP, w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego (w przyszłości plan ogólny);
- Klasoużytek działki według ewidencji gruntów i budynków (EGiB) – w praktyce uwzględnia się tylko grunty o klasie IV-VI nie wytworzone z gleb pochodzenia organicznego, „lepsze grunty” rolne wymagają decyzji o wyłączeniu z produkcji rolnej (jeżeli są położone na obszarze objętym MPZP);
- Możliwość, stan techniczny i odległość podłączenia do sieci gazowej umożliwiający (lub nie) przesył biometanu do sieci (w przypadku inwestycji mieszanej biometanowni i biogazowni – również możliwość i odległość do GPZ w celu otrzymania przyłącza energetycznego oraz podłączenia do sieci ciepłowniczej lub budowy własnej w celu przesyłu ciepła do okolicznych domów);
- Odpowiednia odległość inwestycji, jak również przewóz substratów (odorowych) z dala od siedzib ludzkich, aby uniknąć ewentualnych protestów społecznych (choć utrudnia to przesył ciepła);
- Sieć drogowa przygotowana na dowóz substratów.

Drugim istotnym elementem planowania biometanowni jest wykonanie tzw. inwentaryzacji substratów. Bez tego etapu istnieje duże ryzyko, że wybudowana biometanownia nie będzie funkcjonować efektywnie z uwagi na brak lub niedobór substratów do zasilania procesu fermentacji, albo substraty będą dowożone z dalszej odległości generując nieprzewidziane koszty, co w efekcie może silnie obniżyć opłacalność instalacji prowadząc nawet do jej bankructwa. W praktyce należy sprawdzić dostępność różnego rodzaju substratów, zwłaszcza rolniczych i z przetwórstwa rolno-spożywczego, a następnie zbadać główne substraty w wyspecjalizowanym laboratorium pod kątem ich wydajności metanowej (rys. 17.). Warto podkreślić, że gama substratów mogących być wykorzystana w biometanowni jest ogromna – przykładowo Pracownia Ekotechnologii UPP, jako największe polskie laboratorium biogazowe, posiada dane dotyczące wydajności metanowej blisko 3500 różnych substratów. Na etapie inwentaryzacji substratów warto skonsultować się ze specjalistami w zakresie procesów fermentacji bowiem istnieje wiele substratów, które potencjalnie mają bardzo duży potencjał biometanowy i nie są brane pod uwagę przez inwestorów, a z drugiej strony w wielu biznes planach pojawiają się znacząco zawyżone wydajności, które po zweryfikowaniu mogą obniżyć potencjał produkcyjny do realnego poziomu nawet tylko 40-50% planowanego.

**RYS. 17.** Reaktory do badań wydajności biogazowej/metanowej wg normy DIN 38 414/S8

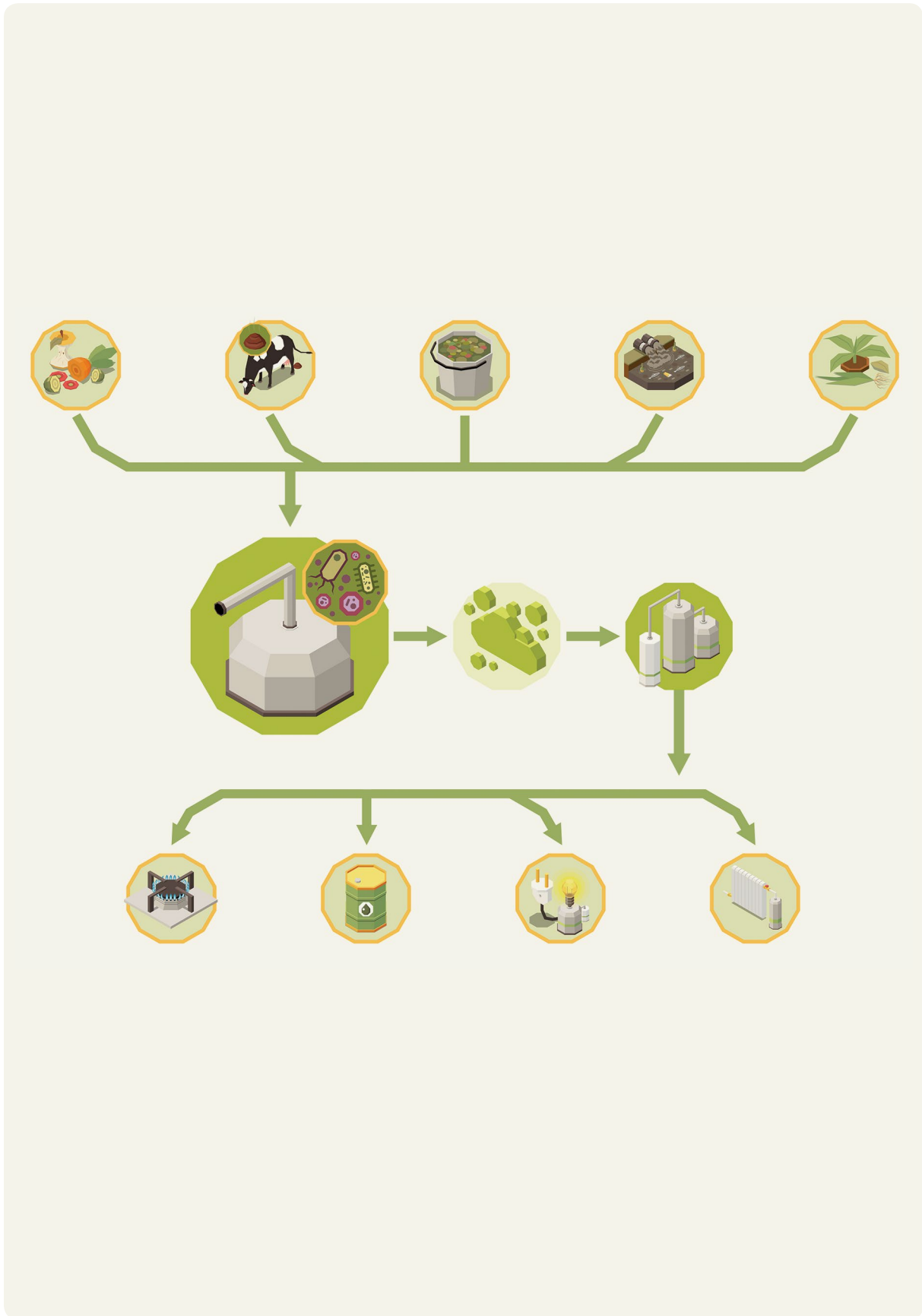
Źródło: [www.ekolab.up.poznan.pl](http://www.ekolab.up.poznan.pl)

Po wybraniu lokalizacji i określeniu rodzaju i ilości dostępnych substratów (a tym samym wielkości planowanej biometanowni) należy złożyć wniosek o wydanie decyzji środowiskowej dołączając do tego wykonany wcześniej raport oddziaływania na środowisko. Równocześnie można złożyć również wniosek o wydanie warunków przyłączenia do lokalnej sieci gazowej do PSG lub innego Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Jeżeli w biznes planie zakłada się sprzedaż nadwyżki energii elektrycznej z własnego kogeneratora do sieci – należy również złożyć wniosek o wydanie warunków przyłączenia do funkcjonującego na danym terenie operatora sieci elektroenergetycznej. Na tym etapie warto już zacząć negocjacje z dostawcami oczyszczarek do biometanu oraz agregatu kogeneracyjnego do pracy na potrzeby biometanowni – czas oczekiwania na czyszczarki w Europie jest bowiem znaczący, podobnie od 2022 r. wydłużył się czas oczekiwania na agregaty kogeneracyjne.

Kolejnym etapem jest wnioskowanie o zgodę na przetwarzanie bioodpadów w procesie odzysku R3, które umożliwi biometanowni produkcję najbardziej „zielonego” biometanu z odpadów oraz wnioskowanie o pozwolenia na magazynowanie bioodpadów (o ile jest to zaplanowane w danej lokalizacji). Jeśli odpady mają być magazynowane, wówczas niezbędna jest opinia o niepalności składowanych bioodpadów wydawana przez lokalnego przedstawiciela Państwowej Straży Pożarnej. Jeśli jednak istnieje ryzyko ich pożaru, wówczas musi zostać wykonany operat przeciwpożarowy (przez inżyniera pożarnictwa lub rzeczoznawcę z odpowiednimi uprawnieniami), który uzgadniany jest później z komendantem lokalnej Państwowej Straży Pożarnej.

Ponieważ zdecydowana większość biometanowni będzie w przyszłości pracować z wykorzystaniem substratów odzwierzęcych – niezbędne jest złożenie wniosku do powiatowego lekarza weterynarii o możliwość przyjmowania w instalacji odpadów z UPPZ (ubocznych produktów pochodzenia zwierzęcego), nawet gdyby biometanownia planowała wykorzystywać jedynie gnojowicę czy obornik. Dodatkowo jeśli planowane jest wykorzystanie odpadów poubojowych (które są bardzo energetycznym substratem), wówczas we wniosku trzeba wystąpić również o taką możliwość oraz sposób sanitacji tychże odpadów, zgodnie z normami UE. Po wybudowaniu gotowa instalacja musi przejść odbiór techniczny (nadzór budowlany) oraz UDT w zakresie urządzeń ciśnieniowych (jeśli takowe istnieją). Samo uruchomienie produkcji biometanu musi być poprzedzone uzgodnieniami z pracownikami operatora sieci gazowej jak i sieci energetycznej (jeśli kogenerator biometanowni będzie podłączony do tej sieci).

Ostatnim etapem jest certyfikacja wytwarzanego biometanu, która przed uruchomieniem opiera się przede wszystkim na deklaracjach dotyczących planowanych do wykorzystania substratów, co oczywiście będzie weryfikowane przez firmę audytorską w toku eksploatacji instalacji.





## 5 Uwarunkowania infrastrukturalne produkcji biometanu w Polsce

## Rozdział 5.

# Uwarunkowania infrastrukturalne produkcji biometanu w Polsce

Początki polskiego gazownictwa przypadają na okres po II wojnie światowej, początkowo opierając się na produkcji i wykorzystaniu gazu miejskiego bez budowy systemu przesyłowego. Działania te były realizowane jedynie lokalnie poprzez rozwiązania „wyspowe”. Dopiero przełom lat 40. i 50. XX w. zrewolucjonizował ten sektor, bowiem rozpoczęto wydobycie gazu ziemnego w okolicach Pogórza Karpat. Na południu Polski rozpoczął się etap gazyfikacji, którego kulminacja przypadła na przełom lat 70. i 80. XX. W tym okresie na terytorium kraju zaczęto dostarczać także większe ilości wysokometanowego gazu ziemnego ze Związku Radzieckiego. Funkcjonująca obecnie gazowa sieć dystrybucyjna zarządzana przez największego operatora systemu dystrybucyjnego – Polską Spółkę Gazownictwa (PSG) była projektowana dla kilku centralnych źródeł paliwa gazowego w tym kopalnie, import oraz w oparciu o system przesyłowy. Transformacja energetyczna wiąże się również z transformacją sektora gazowego. Ta zaś polega na decentralizacji systemu i dostosowanie go do przyjmowania paliwa z małych lokalnych źródeł biometanu.

Obecnie model polskiego rynku gazu opiera się na pięciu filarach biznesowych: poszukiwania i wydobycia gazu, magazynowania, obrotu – sprzedaży, dystrybucji paliwa gazowego sieciami wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia oraz przesyłu paliwa gazowego w sieci wysokiego ciśnienia. Działalności te są regulowane i wymagają udzielenia koncesji na prowadzenie działalności oraz zatwierdzenia taryfy cen świadczonych usług przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Na koniec 2022 r. w Polsce funkcjonowało 51 operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), przyłączonych odbiorców końcowych było ponad 7 milionów, a sieć dystrybucyjna rurociągów średniego ciśnienia wynosiła ok. 165,7 tys. km.

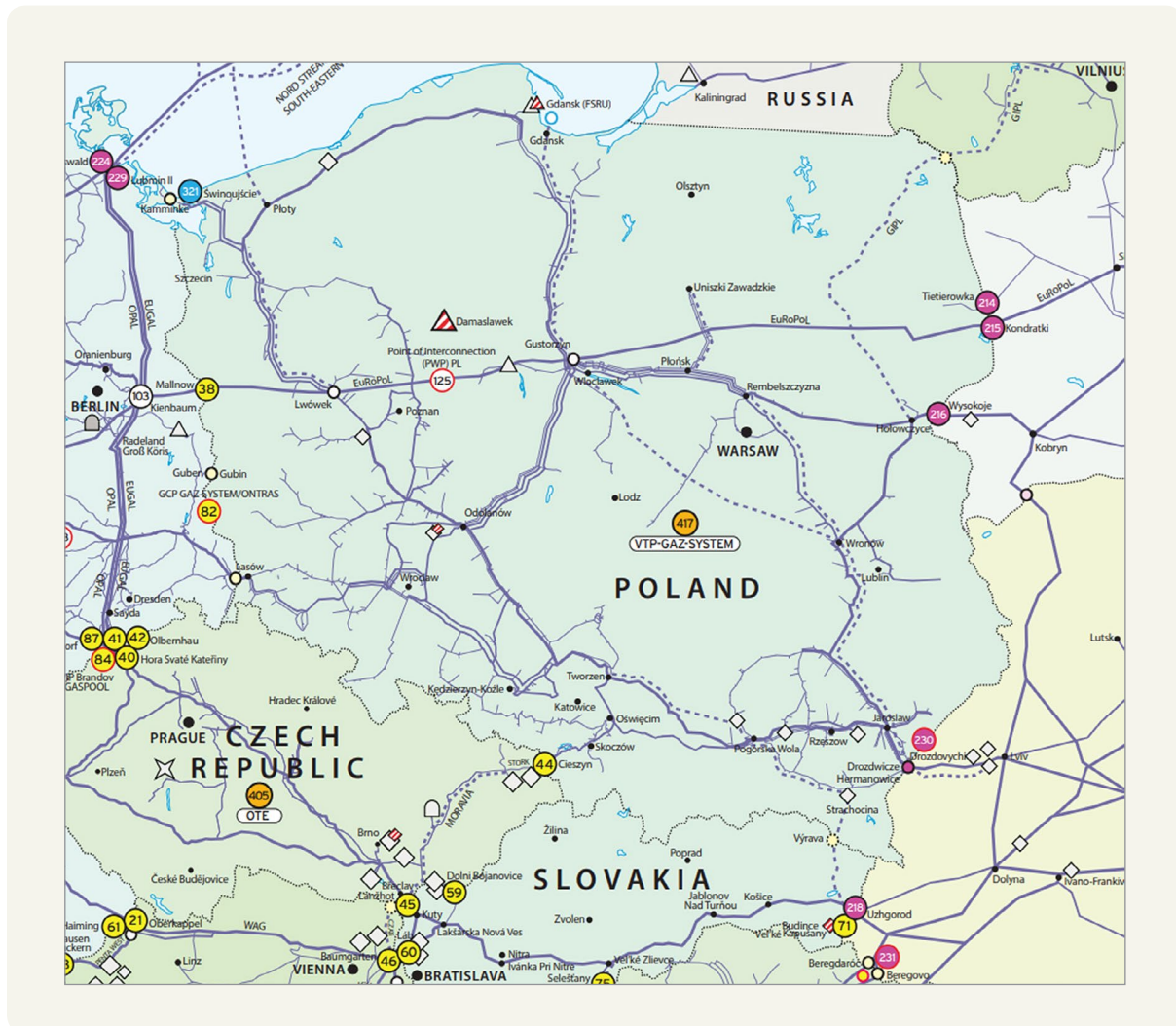
**RYS. 18.** Sieć przesyłowa dal gazu ziemnego wysokometanowego grupy E (kolor czerwony) i gazu ziemnego zaazotowanego Lw (kolor niebieski)



Źródło: Gaz-System



RYS. 19. System przesyłowy w Polsce



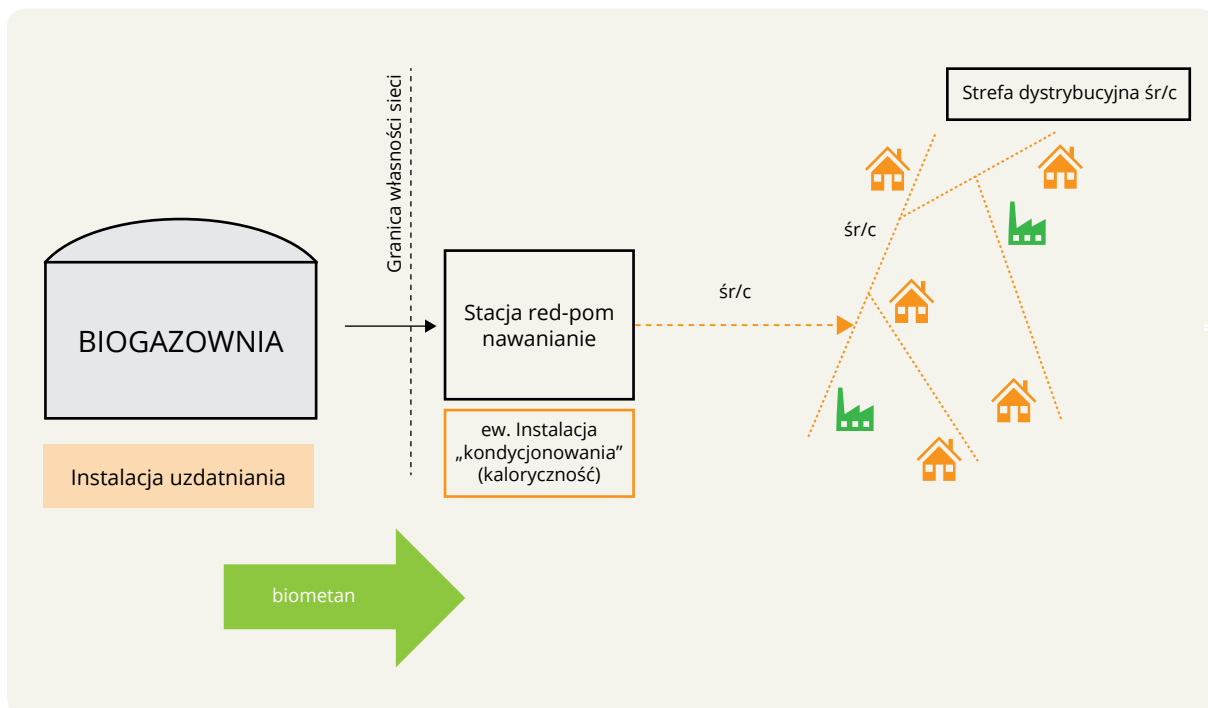
**Źródło:** J. Kawula, D. Staško *Potencjalny portfel dystrybucji niskoemisyjnych paliw gazowych*. PRACA DYPLOMOWA MBA S&CI, Kierownictwo naukowe: dr hab. inż. Piotr Janusz, dr hab. Aneta Nowakowska-Krystman, prof. ASzWoj, Akademia Sztuki Wojennej, Warszawa 2022, s. 11.

## 5.1. Aktualny stan sieci dystrybucyjnych w Polsce

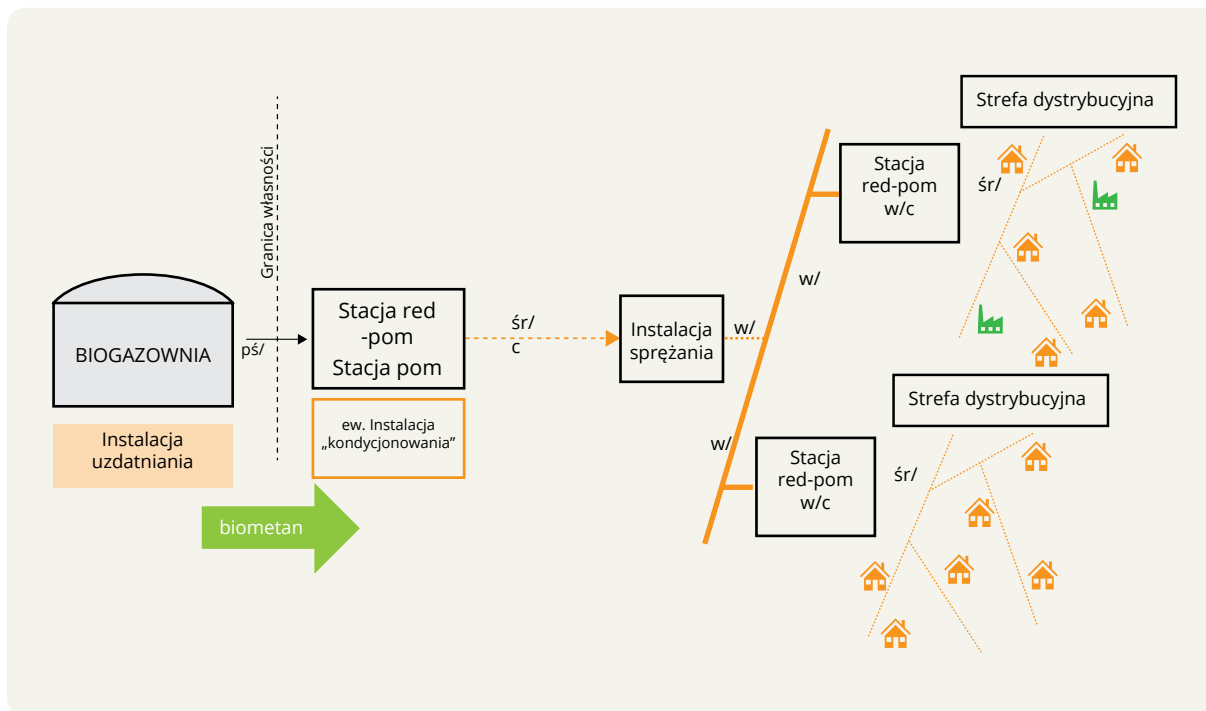
Trwająca obecnie transformacja energetyczna ma na celu zmniejszenie oddziaływania sektora energetycznego na środowisko i przede wszystkim zwiększenie wykorzystania własnych odnawialnych zasobów energetycznych, dobieranych indywidualnie do danej lokalizacji. Z wielkich, centralnych źródeł należy przejść na lokalne, małoobszarowe i prawie samowystarczające enklawy energetyczne. Takie „enklawy energetyczne” powinny opierać się na miksie wszystkich dostępnych źródeł energii odnawialnej oraz paliwie lub rozwiązaniach technicznych pozwalających na stabilizację systemu. Takie podejście pozwala na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i uniezależnienie się od paliw i energii importowanej do Polski. Istotną, jeśli nie główną rolę w tym procesie odgrywać będą lokalne źródła biometanu, jednak aby tak się stało, paliwo to musi zostać zatłoczone do lokalnych systemów dystrybucji gazu.

Proponowane warianty przyłączenia biogazowni do sieci dystrybucyjnej, przy 100% chłonności wytworzonego biometanu:

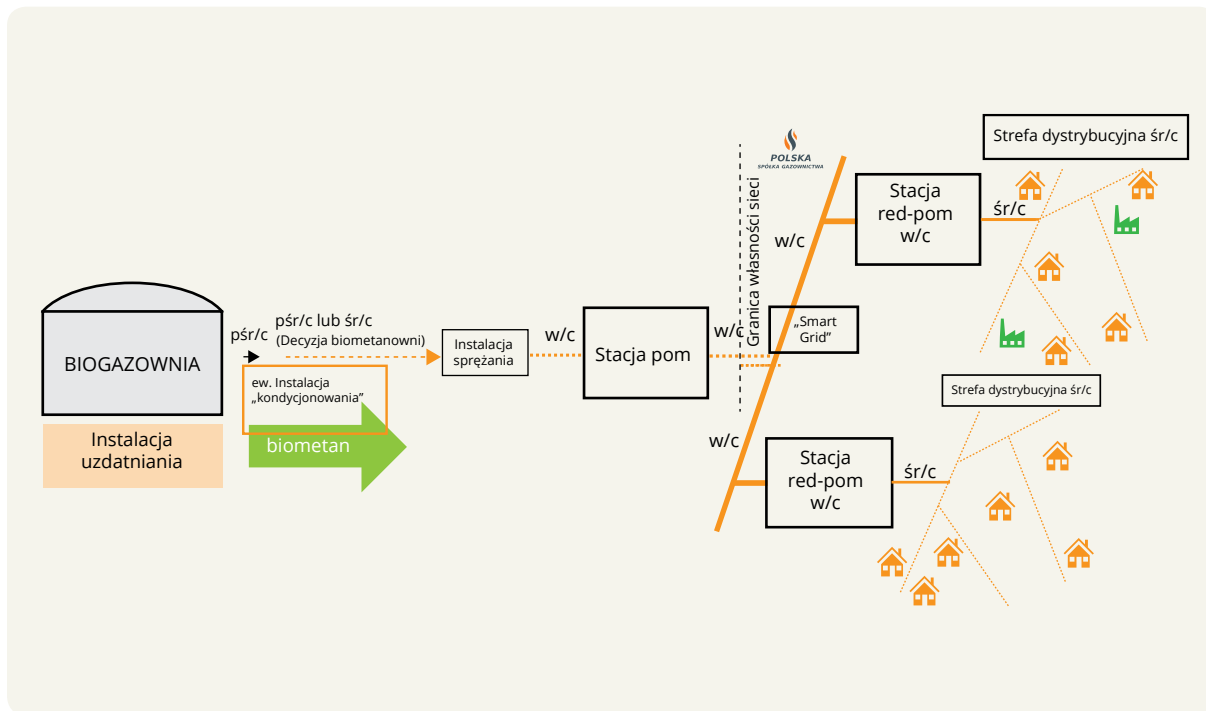
### Wariant 1: przyłączenie do sieci średniego ciśnienia.



### Wariant 2: przyłączenie biogazowni do sieci wysokiego ciśnienia poprzez gazociąg śr/c lub pśr/c i sprężarkę oraz włączenie do w/c



### Wariant 3: przyłączenie do sieci wysokiego ciśnienia



## 5.2. Charakterystyka techniczna sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego w Polsce w kontekście udostępnienia jej dla biometanu

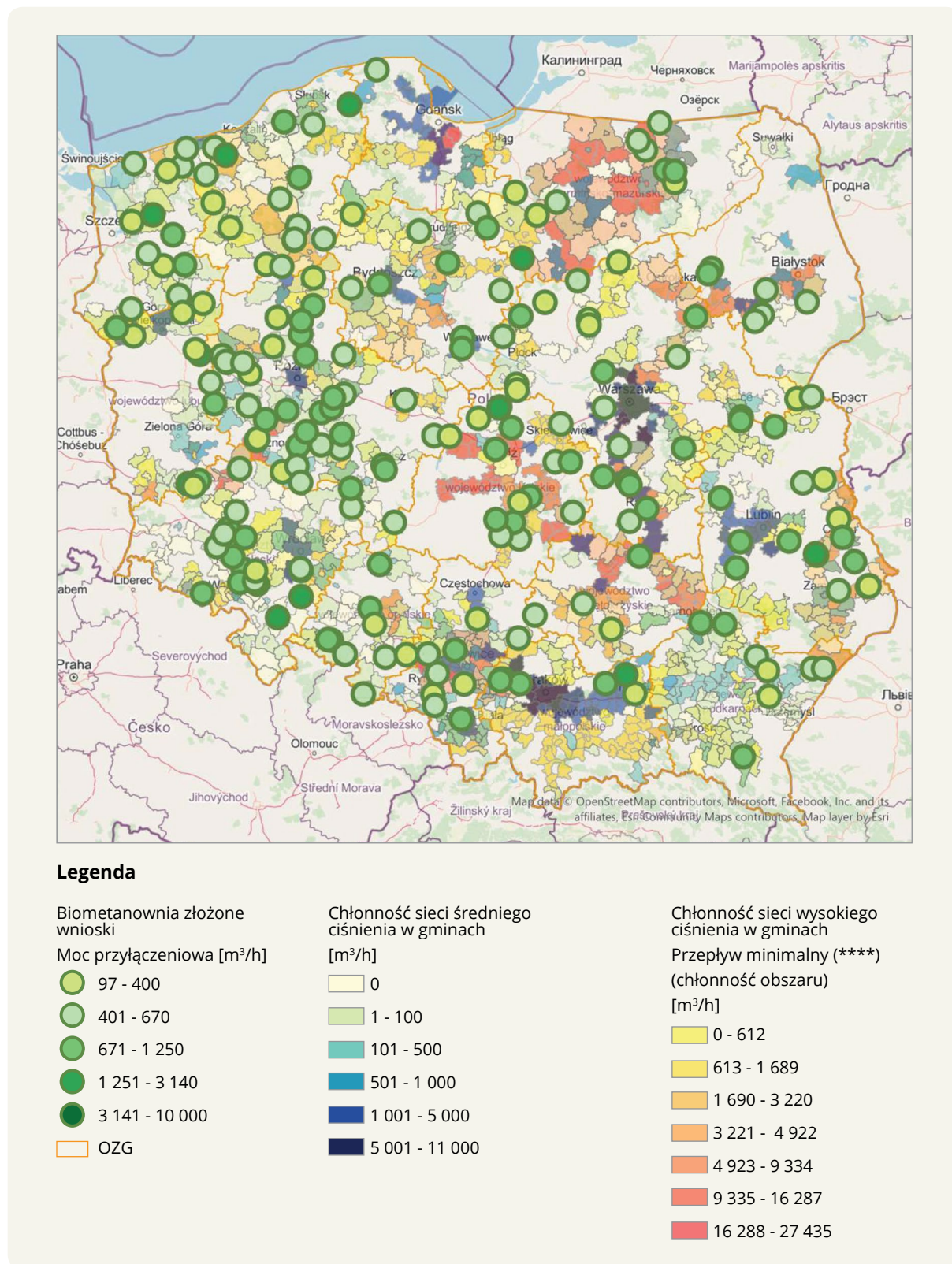
Z punktu widzenia technicznego, sieci dystrybucyjne zarządzane przez PSG, są przystosowane do transportu biometanu, którego parametry jakościowe odpowiadają obowiązującym przepisom prawa. System dystrybucyjny posiada jednak ograniczenia dotyczące ilości możliwego do przyjęcia biometanu określane jako chłonność strefy, a wynikające z historycznych uwarunkowań rozwoju sieci.

**Chłonność strefy** - ilość paliwa gazowego jaka może być odebrana przez OSD w ciągu jednej godziny na terenie Strefy dystrybucyjnej, odpowiadająca minimalnej godzinowej wielkości poboru paliwa gazowego możliwej do odebrania przez wszystkich odbiorców końcowych zasilanych z tej Strefy dystrybucyjnej. PSG, IRIESD, s. 6.

Dokładne parametry są możliwe do określenia dopiero po wskazaniu miejsca przyłączenia. Aby zwiększyć chłonność sieci niskiego i średniego ciśnienia, niezbędne są inwestycje w tak zwane „spinki systemowe” pozwalające na połączenie kilku obszarów tym samym zwiększając ilość odbiorców. Jedynie w przypadku gazociągu o roboczym ciśnieniu powyżej 5 bar, czyli sieci wysokiego ciśnienia ten problem nie występuje. Jednak tych gazociągów z uwagi na ich „przesyłowy” charakter jest niewiele co więcej, przyłączenie się do takiego gazociągu związane jest z ponoszeniem większych kosztów przez inwestora, między innymi w zakresie sprężenia biometanu do odpowiedniego ciśnienia. Obecnie bowiem, zgodnie z rozporządzeniem systemowym i taryfowym, wszystkie koszty wynikające z podłączenia biometanowni do sieci gazowej, przenoszone są na biometanownię.

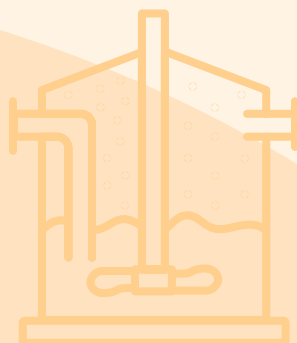
Poniższy rysunek przedstawia analizę złożonych wniosków o przyłączenie biometanowni, wraz z łączną mocą przyłączeniową. Dane te zostały zestawione z istniejącą chłonnością sieci na średnim ciśnieniu – gminy zaznaczone w odcieniach koloru niebieskiego w zależności od poziomu chłonności. Widać tu wyraźnie, że największa chłonność znajduje się w okolicach Gdańska, Poznania, Warszawy, Lublina i na obszarze Górnego Śląska, co wynika między innymi z dużej liczby odbiorców paliwa gazowego. Na obszarach największych potencjałów biogazowniczych/biometanowych, co przekłada się na ilość złożonych wniosków, czyli obszar północno i środkowo zachodni, chłonność sieci na niskim i średnim ciśnieniu nie jest zadowalająca. Inaczej rozkłada się to na obszarach, na których badana była chłonność, ale na sieciach wysokiego ciśnienia. Tu największy potencjał chłonności lokalizuje się na obszarach północno-wschodniej oraz centralnej Polski.

**RYS. 20.** Analiza istniejącej chłonności sieci gazowniczej w aspekcie potencjału złożonych wniosków o przyłączenie biometanowni.

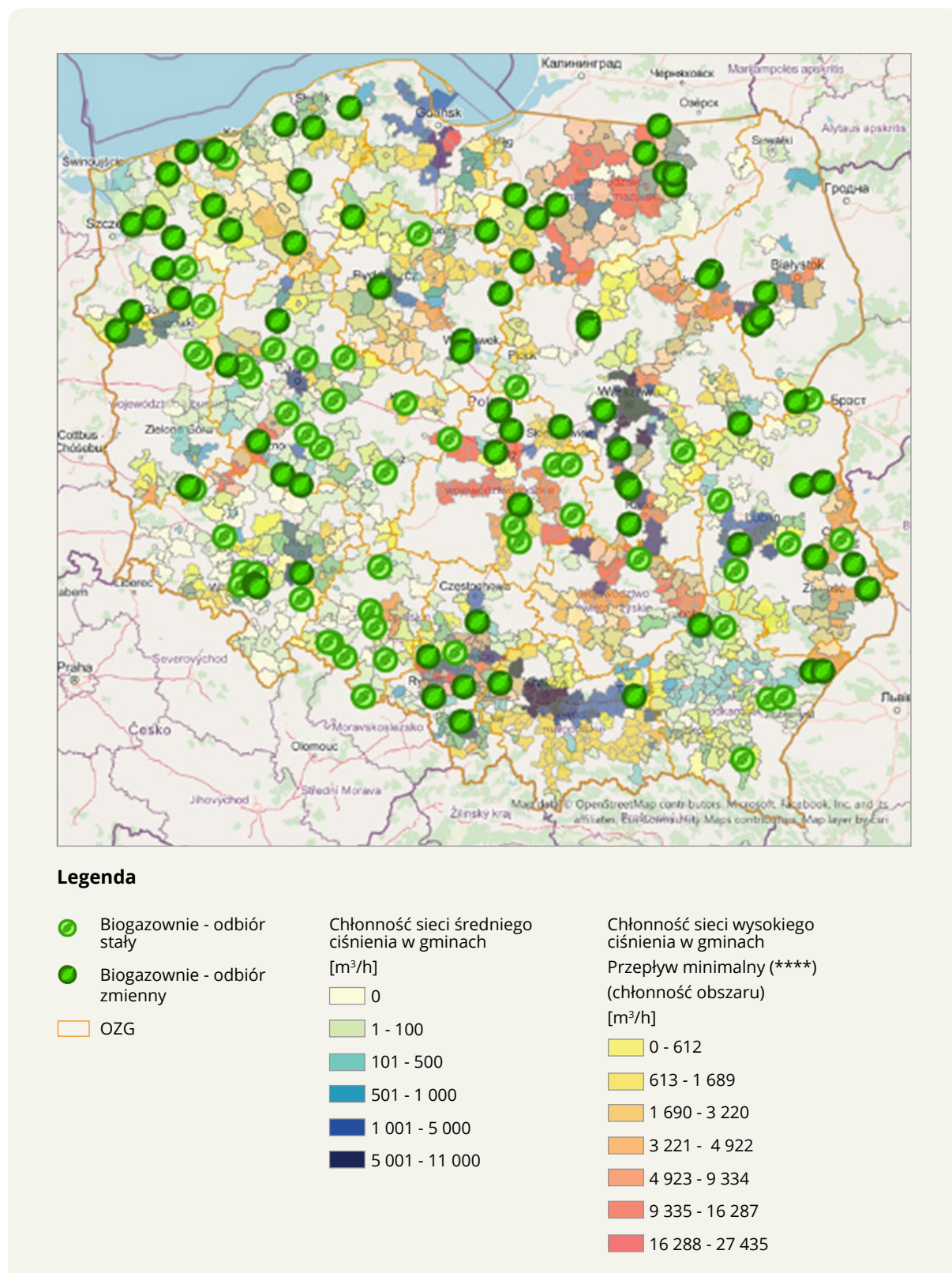


**Źródło:** Materiał własny Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., autor; Urszula Zajęc (praca zbiorowa- Departament Transformacji Energetycznej).

Poniżej przedstawiono analizę w oparciu o wydane warunki dotyczące przyłączenia biometanowni, z oznaczeniem, czy w danym obszarze występują warunki dla odbioru ciągłego (100%), nieprzerwanego oraz obszary gdzie wydane warunki posiadają zmienny charakter odbioru, czyli sieć nie będzie w stanie przyjąć pełnej produkcji biogazowni w aspekcie miesięcy z mniejszym potencjałem poboru paliwa przez klientów. Oznacza to, że w okresach letnich sieć nie będzie posiadała wystarczającej chłonności.



**RYS. 21.** Analiza wydanych warunków o przyłączenie biometanowni w aspekcie istniejącej chłonności sieci gazowniczej



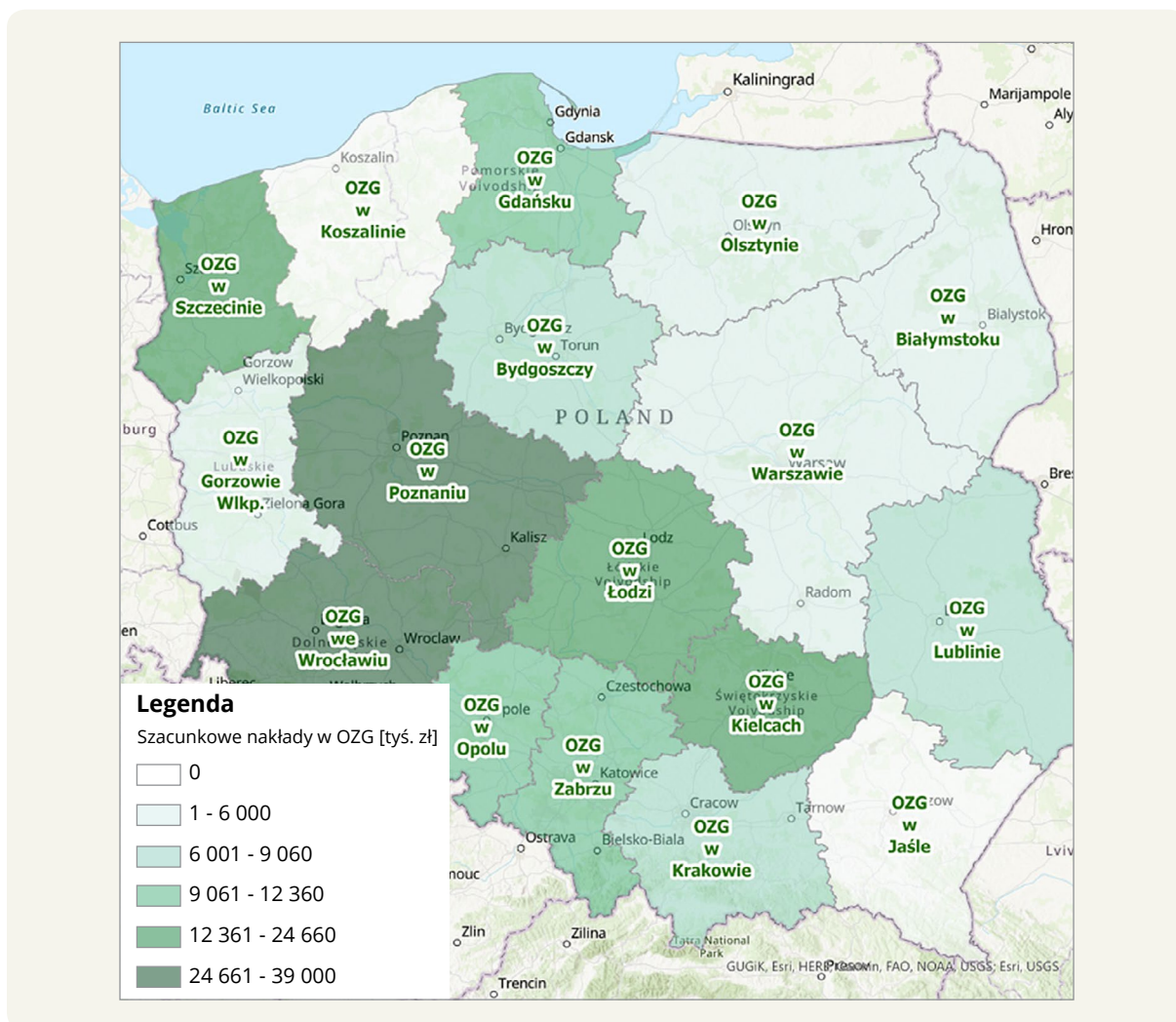
Źródło: Materiał własny Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., autor; Urszula Zajęc (praca zbiorowa- Departament Transformacji Energetycznej)

### 5.3. Działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego w zakresie zwiększenia chłonności sieci niskiego i średniego ciśnienia

Podstawowym obowiązkiem Operatora Systemu Dystrybucyjnego jest dostarczanie paliwa gazowego w sposób ciągły, bezpieczny, z poszanowaniem środowiska naturalnego oraz zapewnienie (utrzymanie) odpowiednich parametrów jakościowych transportowanego paliwa gazowego. Tym samym parametry jakościowe tego paliwa podczas transportu sieciami dystrybucyjnymi nie mogą ulec pogorszeniu. Dlatego też PSG planuje szereg inwestycji służących zaspokojeniu potrzeb sektora biogazowniczego. Są to między innymi działania za pomocą „spinek systemowych”. Analiza obejmuje 17 Oddziałów Zakładów Gazowniczych. Wytypowano łącznie 68 spinek systemowych poprawiających chłonność dla potencjalnych biometanowni, a ich długość szacowana jest od 0,4 km do 20 km. Nakłady inwestycyjne oszacowano na poziomie ok. 250 mln PLN.

W procesie typowania obszarów do zwiększenia chłonności brano pod uwagę wydane odmowy wydane warunki profilowane o przyłączenie biometanowni w korelacji z lokalizacją substratu.

**RYS. 22.** Chłonność sieci – nakłady inwestycyjne

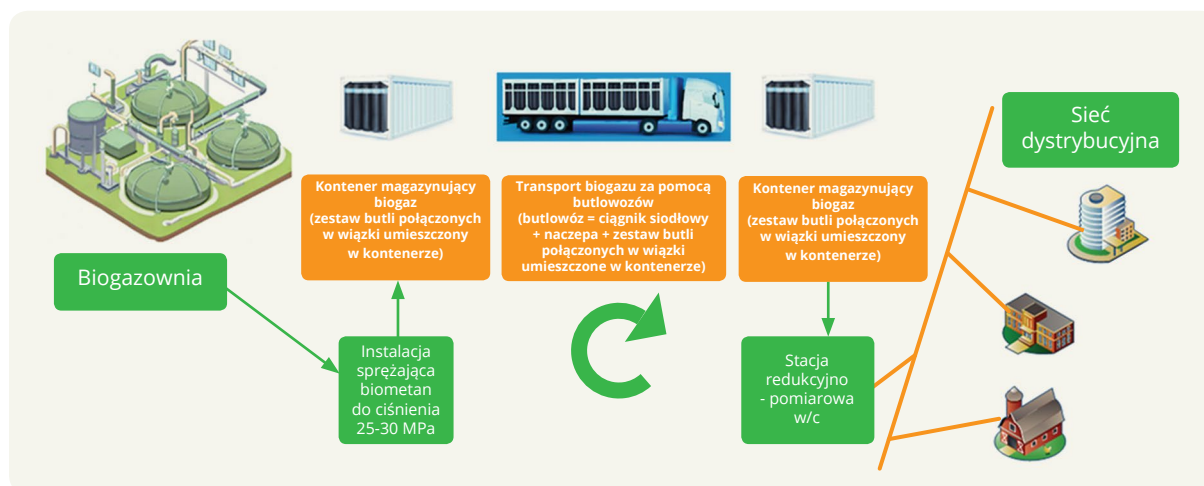


**Źródło:** Materiał własny Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., autor: Urszula Zajęc (praca zbiorowa- Departament Transformacji Energetycznej)



Kolejnym zagadnieniem związanym z przyłączeniem biogazowni do sieci gazowej jest skomplikowana i długotrwała procedura formalno-prawna - uzyskanie zgód, pozwoleń, wykonanie projektu zajmuje ok. 24-36 miesięcy. Mając na uwadze kompleksowe podejście do kwestii przyłączenia biogazowni oraz chcąc wyjść naprzeciw oczekiwaniom biogazowników, PSG rozpoczęło prace nad rozwiązaniem będącym uzupełnieniem powyższych wariantów – tj. „wirtualnymi gazociągami” czyli transportem biometanu w formie CNG od producenta do sieci gazowej. Głównym celem tego rozwiązania jest jak najszybszy odbiór pozyskanego biometanu oraz jego zatłoczenie do sieci gazowej. Biometan na wyjściu z instalacji wytwarzania zostałby sprężony do ciśnienia ok 250-300 bar, a następnie byłby przewożony do punktów zatłaczania do sieci dystrybucyjnej. Lokalizacja tych punktów pozwoliłaby na wyeliminowanie obecnych wyzwań stojących przed PSG które występują w pewnych obszarach – tj. brak chłonności sieci oraz konieczność kondycjonowania zatłoczonego biometanu. Ze względu na obecne uwarunkowania prawne okres budowy przyłącza od biogazowni do sieci gazowej wynosi od kilkunastu do nawet kilkudziesięciu miesięcy. Dzięki wirtualnym gazociągom można skrócić czas odbioru do niezbędnego minimum, a w tym samym czasie możemy prowadzić proces inwestycyjny zmierzający do budowy przyłącza. W momencie gdy ono zostanie ukończone cały system „wirtualnych gazociągów” zostaje przeniesiony na inną biogazownię. Wg wstępnych szacunków PSG zastosowanie tego rozwiązania pociągnie za sobą nakłady ok. 250 mln PLN.

**RYS. 23.** Schemat ideowy „wirtualnych gazociągów”



**Źródło:** Materiał własny Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., autor; Urszula Zajac (praca zbiorowa- Departament Transformacji Energetycznej)

## 5.4. Potencjalni odbiorcy biometanu

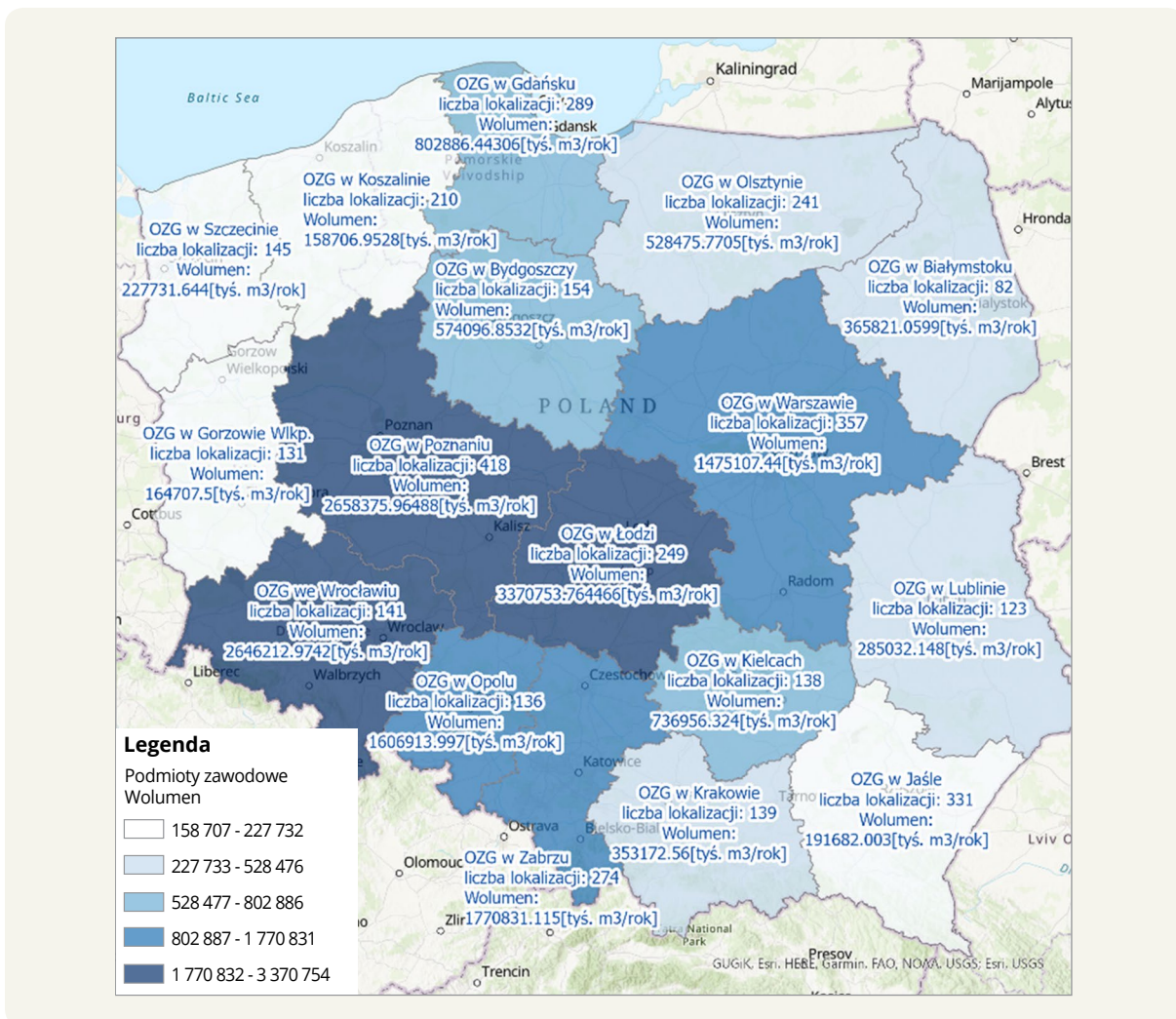
Transformacja energetyczna sprawiła, że popyt na paliwa gazowe bardzo wzrósł w ostatnich kilku latach. Szacuje się, że ilość podmiotów zawodowych, zainteresowanych poborem paliwa gazowego chcących przyłączyć się do sieci dystrybucyjnej PSG lub chcących zwiększyć wolumen poboru, wyniesie ok. 3,3 tys., a możliwy, dodatkowy wolumen paliwa gazowego wynosi ponad 12 mld m<sup>3</sup>/rok.

W ramach przeprowadzanych przez PSG analiz, oszacowano potencjał przyłączeniowy dla ciepłowni i elektrociepłowni w całej Polsce na poziomie ok. 540 lokalizacji, zaś wolumen paliwa jaki te podmioty chciałyby pobierać, oszacowano na dodatkowe ponad 5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Z punktu widzenia strategii Orlen i tym samym PSG, celem jest przyłączanie do sieci dystrybucyjnej pomiotów z zakresu szeroko rozumianej energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem ciepłownictwa i elektro-ciepłownictwa.

Prognozy największego krajowego OSD dotyczące wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe w Polsce, znajdują potwierdzenie w ocenie tego zagadnienia sporządzonej przez Operatora Systemu Przesyłowego Gaz System. W zaktualizowanej w 2024 r. prognozie zapotrzebowania na usługę przesyłową na lata 2024-2040 przyjęto dwa scenariusze:

- Optymalnego rozwoju, który przewiduje wzrost zapotrzebowania z 18,4 mld m<sup>3</sup> gazu w 2024 r. do 27,2 mld m<sup>3</sup> rocznie w 2030 roku,
- Umiarkowanego Wzrostu, który przewiduje wzrost zapotrzebowania z 18,2 mld m<sup>3</sup> gazu w 2024 r. do 24,8 mld m<sup>3</sup> rocznie w 2030 roku.<sup>166</sup>

**RYS. 24.** Szacowany potencjał w zakresie przyłączenia podmiotów zawodowych- wszystkie podmioty zawodowe nieprzyłączone.

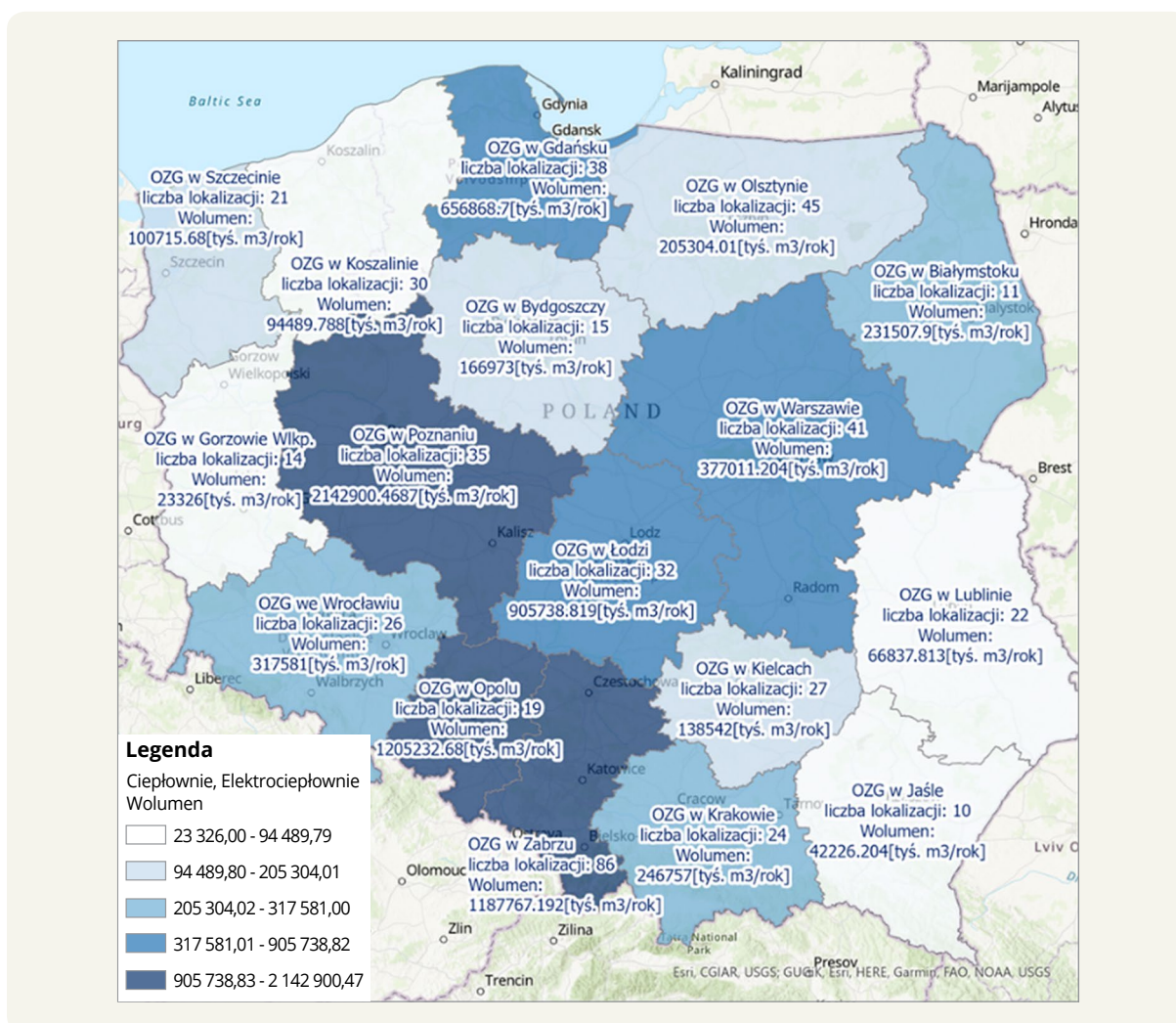


**Źródło:** Materiał własny Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. Z o.o., autor; Urszula Zajęc (praca zbiorowa- Departament Transformacji Energetycznej)

Powyższy rysunek przedstawia potencjał dodatkowej dystrybucji paliwa gazowego w aspekcie podmiotów zawodowych.

<sup>166</sup> Gaz-System, Zaktualizowana prognoza zapotrzebowania na usługę przesyłową na lata 2024-2045.

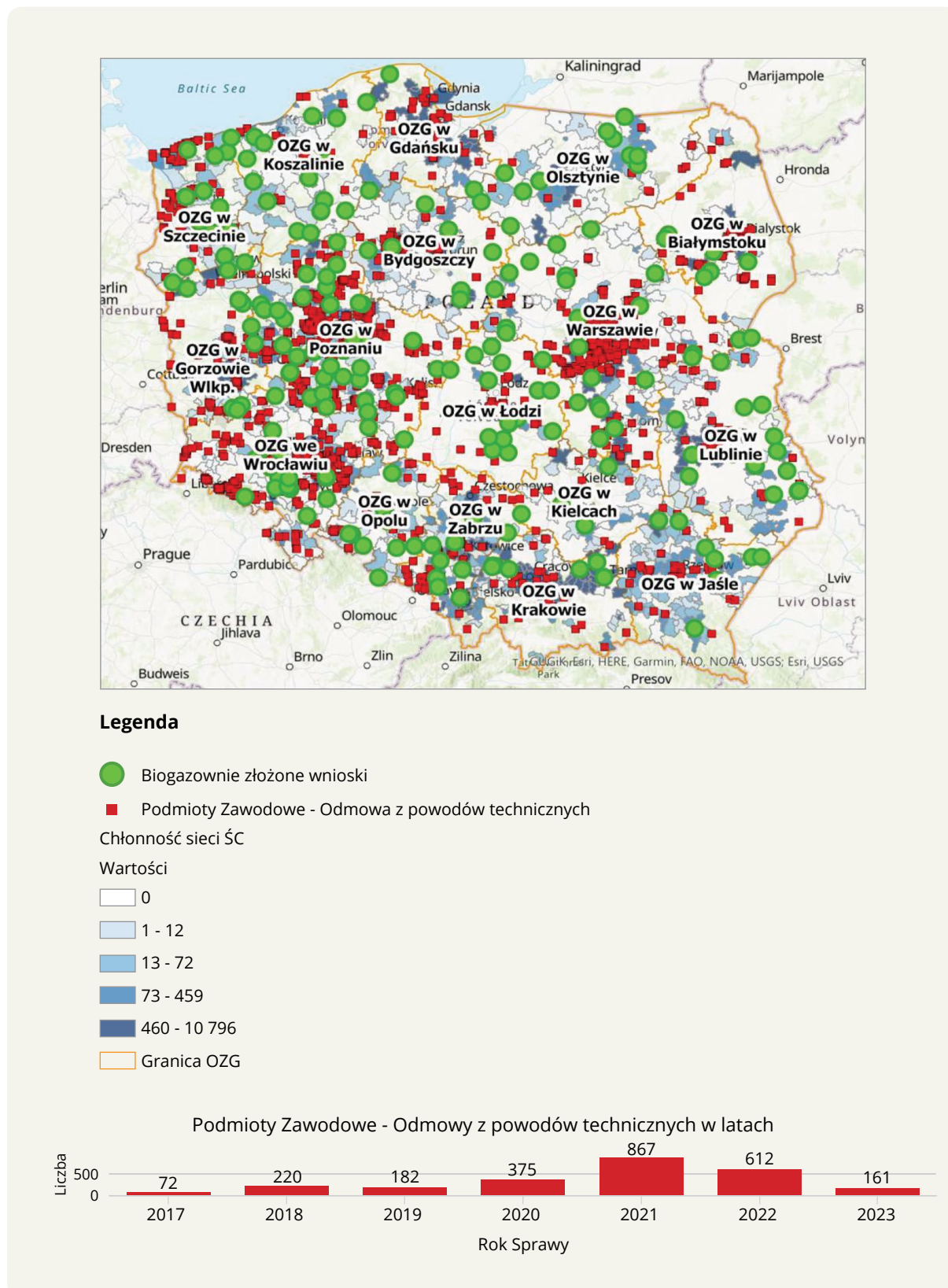
**RYS. 25.** Szacowany potencjał w zakresie przyłączenia nieprzyłączonych ciepłowni i elektrociepłowni (PKD: 35.11, 35.30)



**Źródło:** Materiał własny Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., autor; Urszula Zajęc (praca zbiorowa- Departament Transformacji Energetycznej)

Powyższy rysunek przedstawia potencjał dodatkowej dystrybucji paliwa gazowego w aspekcie ciepłowni i elektrociepłowni. Analiza ta wskazuje ile w danym regionie należy dostarczyć dodatkowego paliwa gazowego. Z punktu widzenia obowiązków nakładanych na ciepłownictwo idealnym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie do systemu dystrybucji biometanu.

RYS. 26. Podmioty zawodowe wyrażające chęć poboru paliwa gazowego – odmowy techniczne



Źródło: Materiał własny Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., autor; Urszula Zajęc (praca zbiorowa- Departament Transformacji Energetycznej)

Powyżej przedstawiono wizualizację analizy potencjału poboru wytworzonego biometanu w oparciu o wnioski złożone do PSG oraz szacowane, dotychczasowe potrzeby decentralizacji systemu dystrybucji. Przeanalizowano wszystkie odmowy przyłączenia do sieci, wydane dla podmiotów zawodowych chcący pobierać paliwo gazowe celem dekarbonizacji swojej działalności. Na te dane nałożono złożone wnioski o przyłączenie biometanowni. Podłączenie biometanowni mogłoby zaspokoić potrzeby tych podmiotów.

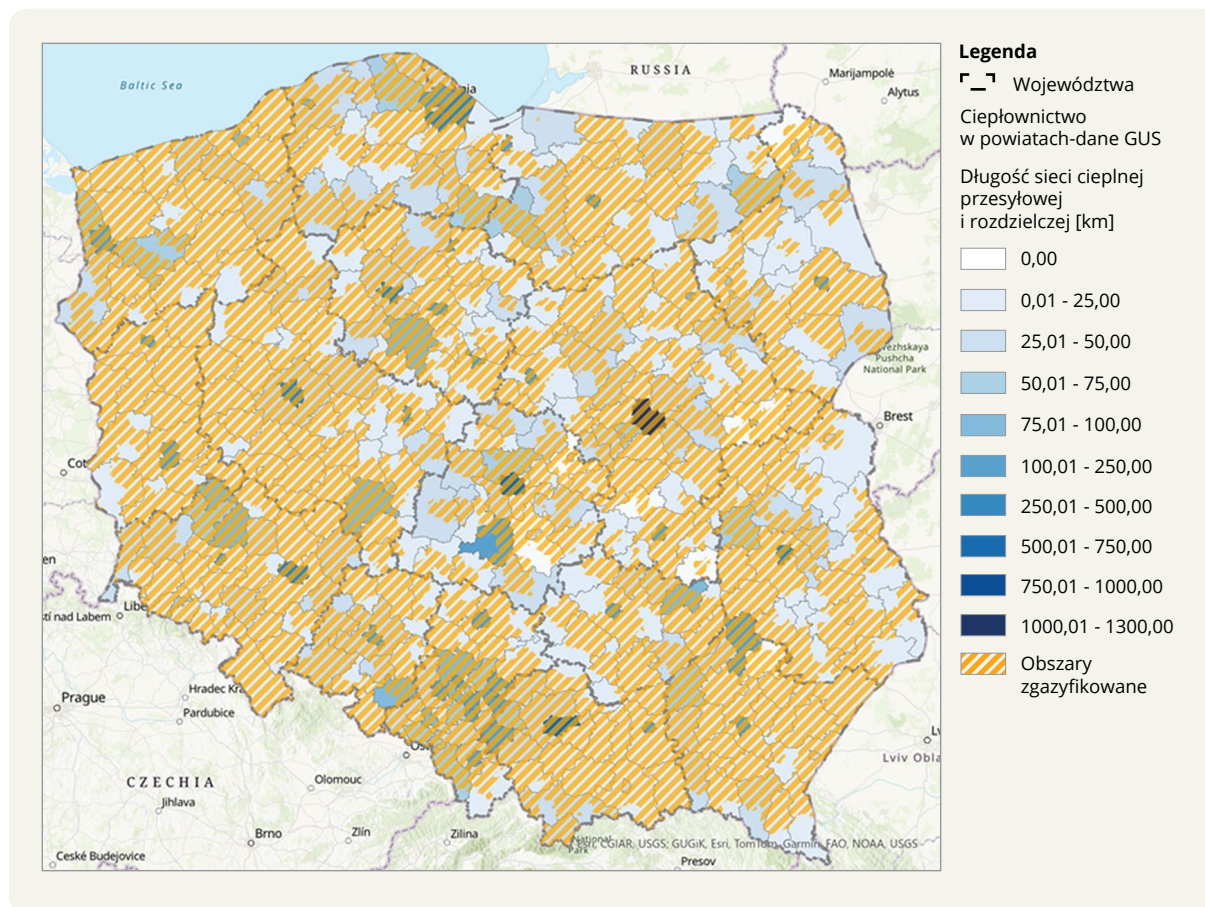
## 5.5. Znaczenie wysokosprawnej kogeneracji w systemie ciepłowniczym opartym na paliwie gazowym odnawialnym lub jego miksie z paliwem kopalnym

Generacji popytu na biometan sprzyjać powinny regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej oraz rozporządzenie (UE) 2023/955 z 13 września 2023 r. Dyrektywa ta podkreśla, że jednym z czynników dekarbonizacji jest efektywność energetyczna, czyli działania służące zmniejszeniu potrzeb energetycznych (efektywność energetyczna na jednostkę produktu) jak również wysokosprawne jej wytwarzanie. „Wysokosprawna kogeneracja oraz stosowanie efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych mają znaczny potencjał w zakresie oszczędności energii pierwotnej w Unii. (...)”. Dyrektywa wskazuje na obowiązek wykorzystania „wysokosprawnych jednostek kogeneracji”, gdzie energia cieplna jest „odpadem” od wytwarzania energii elektrycznej – co stanowi odzysk energii cieplnej. UE wskazuje, że państwa członkowskie powinny zachęcać do wprowadzania środków i procedur wspierających instalacje kogeneracyjne o całkowitej znamionowej mocy wyjściowej wynoszącej mniej niż 5 MW, tak aby zachęcać do rozproszonego wytwarzania energii. Dyrektywa DEE nakazuje także państwom członkowskim wprowadzenie ułatwień dostępu dla energii elektrycznej wytwarzanej w procesie wysokosprawnej kogeneracji do systemu sieci elektroenergetycznych, szczególnie w przypadku małych jednostek kogeneracyjnych. Jednocześnie ta Dyrektywa nie eliminuje źródeł wysokosprawnej kogeneracji po 1 stycznia 2024 r. Co więcej, wskazuje na jej właściwość ale w aspekcie paliwa OCE, czyli biometanu. Nie jest obecnie jasne, czy ma być to 100% biometanu, czy może to być miks paliwa kopalnego z odnawialnym.

Analiza powyższych regulacji jednoznacznie wskazuje, że preferowanym rozwiązaniem jest rozwój ciepłownictwa zawodowego na jak największych obszarach, tak, aby zaspokoić potrzeby energetyczne mieszkańców z lokalnych źródeł zawodowych, zwłaszcza na obszarze Polski bowiem większość odbiorców energii jest obciążona „ubóstwem energetycznym”. Nie jest doszacowane to, co uznajemy za „ubóstwo energetyczne”, niemniej w „nieformalnych analizach” wskazuje się sytuację, w której koszt energii dla gospodarstwa domowego, którego wysokość przekracza 10% przychodów rodziny.

Rys. 27 wskazuje na potrzebę stopniowego zastępowania obecnie używanych paliw, jednak rezygnacja z wysokosprawnej kogeneracji od 1 stycznia 2045 r, nie oznacza rezygnacji z wysokosprawnych układów kogeneracyjnych, a nawet wręcz przeciwnie. Wystarczy bowiem zmienić gaz ziemny na odnawialne paliwa gazowe. Pamiętajmy, że tak biometan jak i biogaz są paliwami OZE. W oparciu o powyższe należy wysnuć tezę, iż zarówno sieci gazownicze, jak i układy kogeneracyjne wytwarzające energię w oparciu o paliwa gazowe będą elementem stanowiącym o transformacji energetycznej. Należy jedynie zadbać o wystarczającą ilość czystych, bezemisyjnych paliw. Wskazuje to jednak na ogromny potencjał biometanu i biogazu w dekarbonizacji przemysłu, a w tym szeroko rozumianego ciepłownictwa. O właściwości tego podejścia świadczy również analiza ruchów demograficznych w aspekcie analiz urbanistycznych. Poniższa wizualizacja wskazuje na potencjał istniejących systemów ciepłowniczych mogących uczestniczyć w rynku obrotu biometanu.

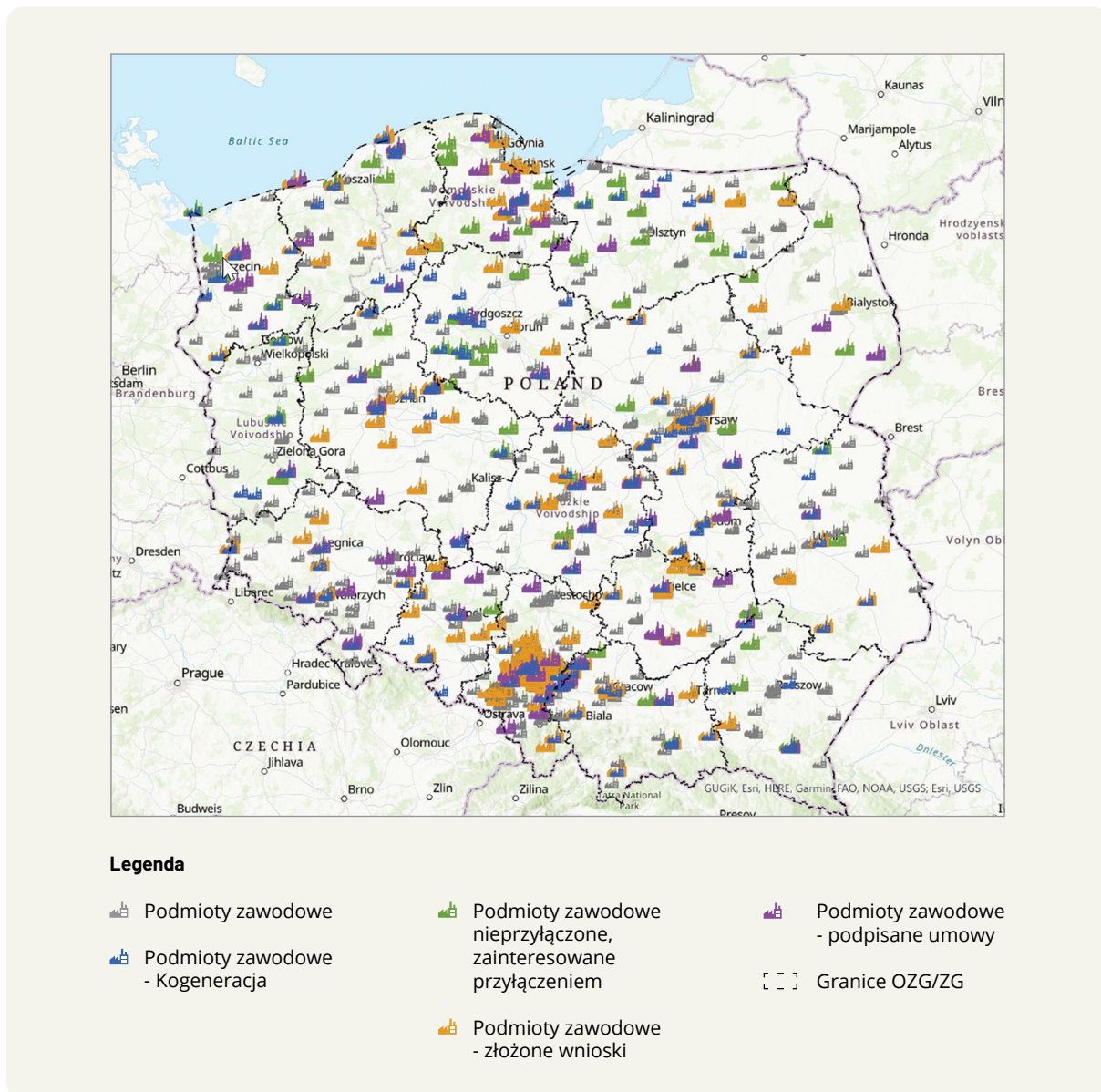
**RYS. 27.** Długość sieci ciepłej i przesyłowej w poszczególnych obszarach Polski.



**Źródło:** <https://bdl.stat.gov.pl/bdl/metadane/metryka/3542>

## 5.6. Analiza istniejących oraz planowanych jednostek kogeneracyjnych w systemie polskiego ciepłownictwa i elektro-ciepłownictwa.

**RYS 28.** Podmioty zawodowe, które w klasyfikacji działalności posiadają PKD 35.11.Z i 35.30.Z

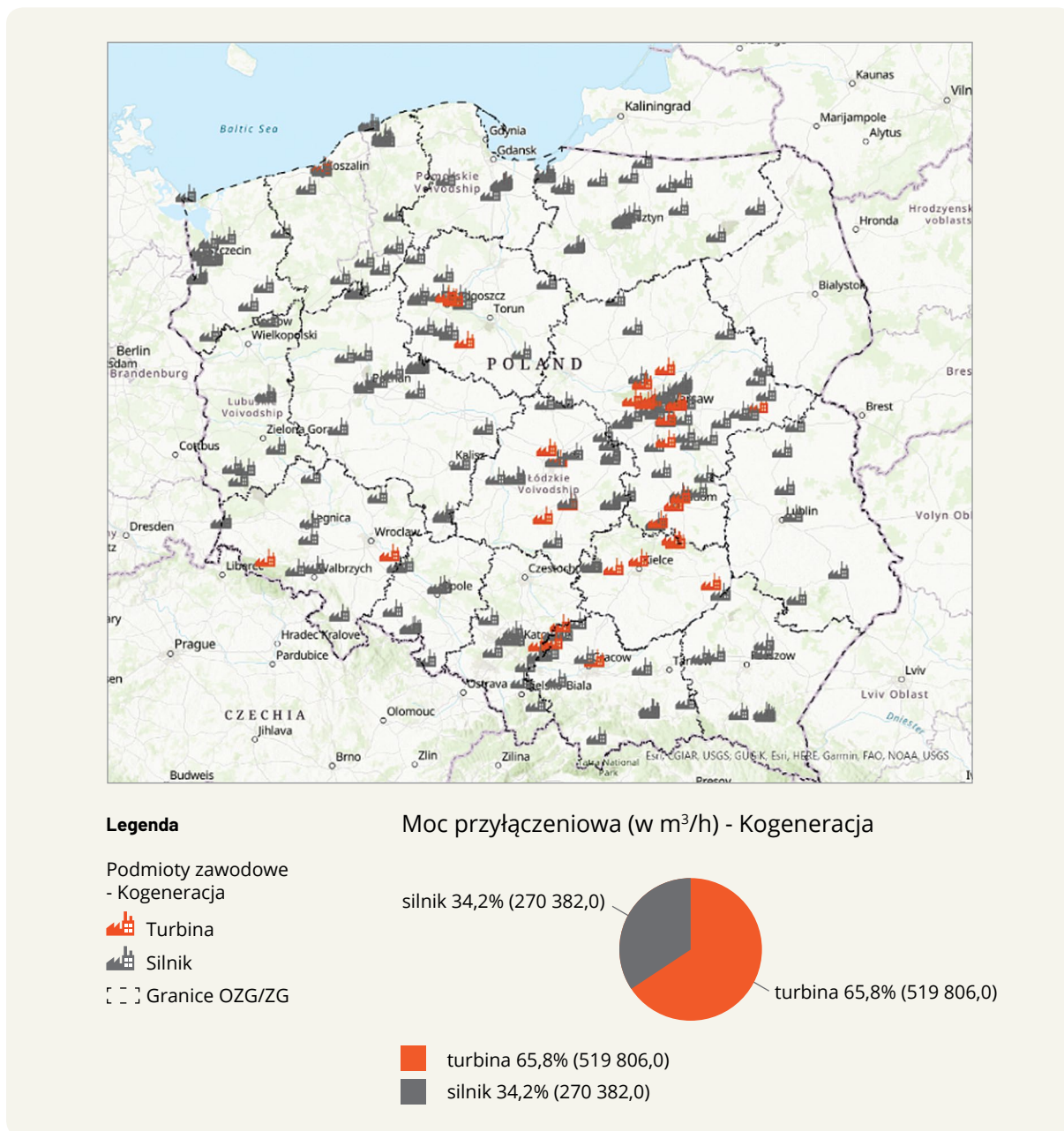


**Źródło:** Materiał własny Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., autor; Urszula Zajęc (praca zbiorowa- Departament Transformacji Energetycznej)

PSG zidentyfikowała 854 podmioty związane z szeroko pojętym ciepłownictwem, z czego 171 posiada już zainstalowaną kogenerację. Jednocześnie zidentyfikowano 306 lokalizacji podmiotów zainteresowanych przyłączeniem do sieci gazowej, z czego 260 złożyło wniosek o przyłączenie do sieci gazowej, a 73 podpisało umowę przyłączeniową (stan listopad 2023r.).

Poniższa analiza pokazuje istniejące jednostki kogeneracyjne w systemie ciepłowniczym i elektro-ciepłowniczym.

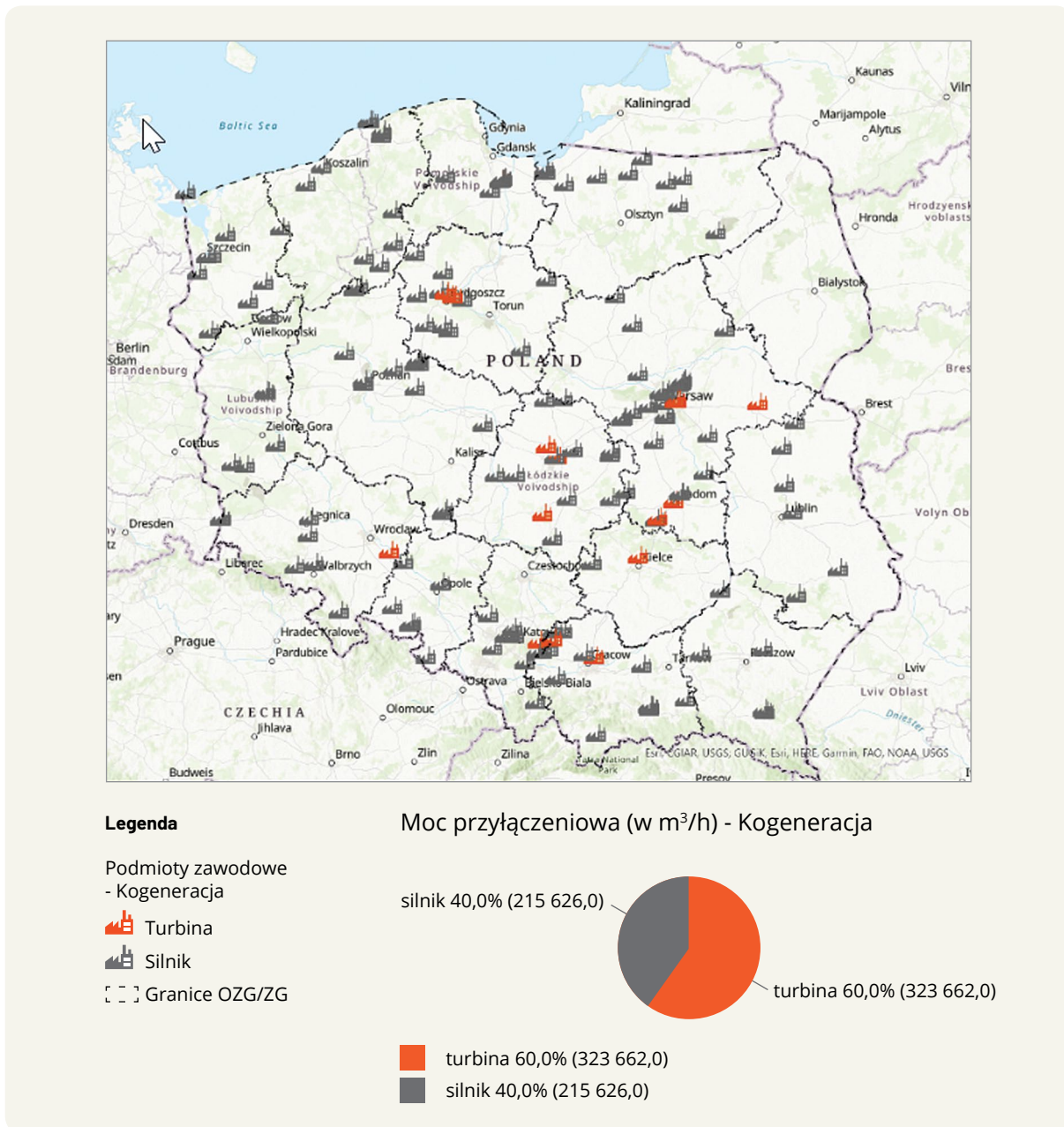
**RYS. 29.** Analiza podmiotów zawodowych posiadających własne źródła energii w aspekcie technologii kogeneracyjnych.



**Źródło:** Materiał własny Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., autor; Urszula Zajęc (praca zbiorowa- Departament Transformacji Energetycznej)



**RYS. 30.** Analiza ciepłowni i elektrociepłowni, posiadających własne źródła energii w aspekcie technologii kogeneracyjnych



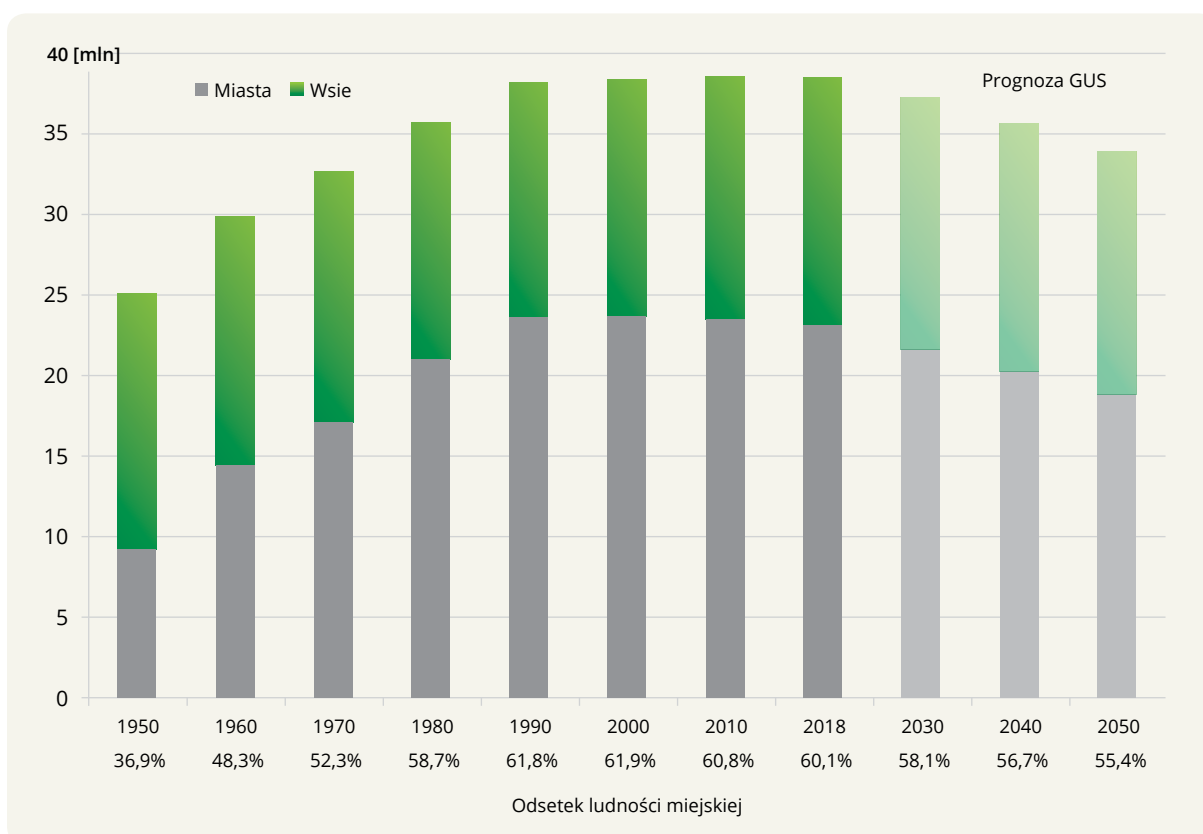
**Źródło:** Materiał własny Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., autor; Urszula Zając (praca zbiorowa- Departament Transformacji Energetycznej)

Wyniki powyższych analiz są bardzo istotne w aspekcie wykonywania bilansów energetycznych określonego obszaru pod kątem min. rozbudowy sieci gazowniczej, zapotrzebowania na ilości paliwa i jego strumień. Szacuje się, że ilość energii wytworzonej w jednostkach turbinowych waha się od 0,001 MW do 800 MWe, a w przypadku silników kogeneracyjnych ok. 0,5 kW do 8 MWe.

## 5.7. Analiza trendów demograficznych w aspekcie urbanizacji obszarów antropogenicznych w perspektywie najbliższych 30 lat

Jednym z determinantów wpływających na perspektywiczny poziom konsumpcji paliw oraz energii są procesy demograficzne związane m.in. ze zmianami struktury zamieszkania danej populacji. Zagadnienie to jest szczególnie ważne w aspekcie dalszego funkcjonowania oraz realizacji strategii dekarbonizacyjnych sieci ciepłowniczych w Polsce.

**RYS. 31.** Odsetek ludności zamieszkujących w obszarach tkanki miejskiej oraz obszarach wiejskich w aspekcie kierunków zmian urbanistycznych Polski.



**Źródło:** <http://geografia24.pl/liczba-i-rozmieszczenie-ludnosci-polski>

Powyższy wykres obrazuje faktyczne zmiany i tendencje w ruchu populacji Polski w zakresie wyboru konkretnych obszarów zamieszkania. Dokładnie na przełomie XX i XXI wieku nastąpił bardzo duży wzrost migracji ludności obszarów miejskich do obszarów podmiejskie. Zjawisko to najmocniej dotknęło trzy polskie obszary metropolitalne: Warszawa, Wrocław, Trójmiasto. Tendencja ta jednak stopniowo zmienia kierunek z powodu istniejących utrudnień wynikających z konieczności odległości, jakie codziennie muszą pokonać ludzie chociażby do pracy, brak infrastruktury, żłobków, szkół itd. GUS prognozuje, że w 2050 r. osiągniemy procentowy poziom zaludnienia miast, jaki był na przełomie lat 70. i 80. XX w. Opisanym trendom demograficznym towarzyszyć będą zmiany regulacyjne zmierzające do zakaz używania paliw kopalnych w ogrzewaniu domów jednorodzinnych, które łącznie prowadzić będą do zwiększenia zapotrzebowania na energię cieplną pochodzącą z miejskich sieci ciepłowniczych. Zauważyć należy jednak, że zmniejszenie liczby ludności zamieszkującej na obszarach wiejskich może doprowadzić do

rozrzedzenie tkanki osadniczej co może przyczynić się do ograniczenia możliwości budowy systemów ciepłowniczych na tych obszarach. Reasumując, tam gdzie będzie taka możliwość mogą powstawać dedykowane biometanowni linie przesyłowe dostarczające paliwo gazowe do nowopowstałych ciepłowni. Należy jednak pamiętać, że alternatywnym rozwiązaniem dla biometanu wykorzystywanego do celów grzewczych jest instalacja pomp ciepła.

Powstanie takiej infrastruktury warunkowane będzie także przez historycznie ukształtowaną strukturę zagospodarowania przestrzennego różnych regionów Polski, przejawiające się między innymi w ilości i wielkości arealów gospodarstw rolnych (różnice np. między Wielkopolską a Podkarpaciami). Systemy ciepłownicze nie mogą być również zastosowane przy dużym rozdrobieniu indywidualnych odbiorców jak również dużej zmienności poziomów terenu. To oznacza, że na obszarach górzystych (np. Beskidy, Karkonosze) takie rozwiązanie nie będzie możliwe do zastosowania. System ciepłowniczy musi zatem korelować z systemem gazowniczym, ten bowiem pozwoli na zaspokojenie potrzeb energetycznych osób mieszkających poza obszarem sieci ciepłowniczej (najczęściej również objętych ubóstwem energetycznym) ponadto system gazociągów pozwoli na dostarczenie paliwa do źródeł zawodowych potrzebujących paliwo OZE, co dodatkowo potwierdza pogląd, że biometan może pełnić bardzo ważną rolę w transformacji energetycznej, zwłaszcza ciepłownictwa, które poprzez takie paliwo będzie mogło pokazać w miksie energetycznym wysokosprawną kogenerację jako źródło OZE i jako składnik zdekarbonizowanego bilansu energetycznego.

## Konkluzje:

- Istniejąca krajowa sieć gazowa nie była projektowana i budowana pod kątem zagospodarowania lokalnych źródeł paliwa gazowego (biogazownie). Aby właściwie służyła ona rozwojowi biometanu w Polsce, należy podjąć działania polegające na inwestycjach służących decentralizacji punktów wejścia do sieci.
- Wykorzystanie oraz wytwarzanie biometanu zależy od uwarunkowań regionalnych w szczególności, w zakresie możliwości przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz chłonności tej sieci.
- Największe zasoby substratów, które można by wykorzystać do produkcji biogazu znajdują się w rejonie Wielkopolski, Śląska i Lubelszczyzny.
- Z punktu widzenia technicznego tj. zastosowanych materiałów, technologii budowy itp., sieci gazowe zarządzane przez PSG, są przystosowane do transportu biometanu, którego parametry jakościowe odpowiadają obowiązującym przepisom prawa.
- Biometan jako paliwo OZE, powinien wspierać miks energetyczny ciepłownictwa i elektrociepłownictwa.
- Biometan powinien systematycznie zastępować gaz ziemny w istniejących jednostkach gazowych.
- Należy rozwijać lokalne systemy ciepłownicze z udziałem biometanu/biogazu w podstawie wytwarzania energii.
- Lokalne układy kogeneracyjne na paliwo gazowe z OZE, uzupełniane innymi niestabilnymi źródłami OZE, jest rozwiązaniem na zbilansowane potrzeb energetycznych Polski.
- Należy zminimalizować wymagania administracyjne w aspekcie budowy biometanowni jak również rozwoju sieci dystrybucyjnej (specustawy).
- Należy złagodzić wymagania w zakresie jakości paliw w systemie dystrybucyjnym w obszarze na którym powstaje biometanownia.
- Brak odbioru biometanu i zatłoczenia do sieci gazowej negatywnie wpłynie na bilans energetyczny Polski.
- Z punktu widzenia technicznego tj. zastosowanych materiałów, technologii budowy itp., sieci gazowe zarządzane przez PSG, są przystosowane do transportu biometanu, którego parametry jakościowe odpowiadają obowiązującym przepisom prawa.
- Należy przebudowywać sieci pod kątem jej decentralizacji zwiększając jej chłonność.
- Wirtualne Gazociągi – odbiór biometanu w postaci LNG - jest jednym z rozwiązań umożliwiającym transport biopaliw do momentu wybudowania sieci gazowej.



## 6 Zagadnienia ekonomiczne



## Rozdział 6.

# Zagadnienia ekonomiczne

## 6.1. Założenia do analizy ekonomicznej

Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto hipotetyczną, zaokrągloną wartość produkcji biometanu na poziomie 3 mld m<sup>3</sup> w 2030 r., co jest wielkością zbliżoną do wyżej już podanych szacunków NCBR wynoszących do 3,2 mld m<sup>3</sup> rocznie oraz stowarzyszenia European Biogas Association, które prognozuje produkcję w Polsce na poziomie 3,3 mld m<sup>3</sup> rocznie. Przyjmując dla biometanu nominalne ciepło spalania odpowiadające wartości ciepła spalania gazu E (wysokometanowego) w wysokości 39,5 MJ/m<sup>3</sup> oraz prognozowanej produkcji biometanu na poziomie 3 mld m<sup>3</sup> – w 2030 r. otrzymamy ok. 33 TWh energii pierwotnej pochodzącej z biometanu.

„Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.” jak i „Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030” podają prognozowane moce i wielkości produkcji dla biogazu. W obu dokumentach nie występuje rozróżnienie produkcji biogazu i biometanu ze względu na brak funkcjonujących obecnie biometanowni w Polsce, a tym samym brak specyficznych danych dla tego gazu. Dodatkowo, zużycie biogazu dedykowane jest tylko do lokalnych elektrociepłowni, co ma uzasadnienie dla biogazowni, które nie są podłączone do sieci gazowej. Rozwój produkcji biometanu będzie skutkować również innymi niż przewidziane w dokumentach strategicznych rozwiązaniami końcowymi tj. rozwojem lokalnych, małych systemów kogeneracyjnych oraz rozbudową sieci gazowych. W tabeli 9 oraz 10 przedstawiono moce i produkcje z biogazu wynikające z prognoz w PEP2040.

**TAB. 9.** Moc zainstalowana netto w elektrociepłowniach biogazowych [MW].

Moc	2020	2025	2030	2035	2040
<b>ec. na biogaz</b>	305	517	741	945	1 094

Źródło: PEP2040.

**TAB. 10.** Produkcja z elektrociepłowni biogazowych [TWh]

Produkcja	2020	2025	2030	2035	2040
<b>ec. na biogaz</b>	1,5	2,7	3,9	5,0	5,8

Źródło: PEP2040.

W przypadku instalacji biometanowej, w której metan stanowi ok. 98% wyprodukowanego gazu, przyłączonej do sieci gazowej, część produkcji biometanu zużywana będzie w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowych zasilanych gazem ziemnym z sieci. W tabeli 11 oraz 12 przedstawiono moce i produkcję energii elektrycznej z gazu ziemnego.

**TAB. 11.** Moc zainstalowana w źródłach na gaz ziemny [MW].

Moc	2020	2025	2030	2035	2040
<b>el. na gaz ziemny</b>	0	1 900	1 900	3 039	3 260
<b>ec. na gaz ziemny</b>	2 688	3 807	4 371	4 100	5 261

Źródło: PEP2040.

**TAB. 12.** Produkcja energii elektrycznej w źródłach na gaz ziemny [TWh].

Produkcja	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Gaz ziemny</b>	12,0	15,3	20,7	31,3	38,4

Źródło: PEP2040.

W celu oszacowania wpływu biometanu wprowadzonego do sieci gazowej, przeznaczonego na produkcję energii elektrycznej przyjęto ekspercko współczynnik biometanu w gazie sieciowym na poziomie 1%. Skumulowana (tj. wykazana w PEP2040 produkcja z biogazu oraz % wolumenu produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego według PEP2040) produkcja energii elektrycznej z biogazu/biometanu wyprodukowana w instalacjach biogazowych/biometanowych oraz w instalacjach gazowych zasilanych z sieci gazowej, do której został wtłoczony gaz z instalacji biogazowych/biometanowych została przedstawiona w tabeli nr 13.



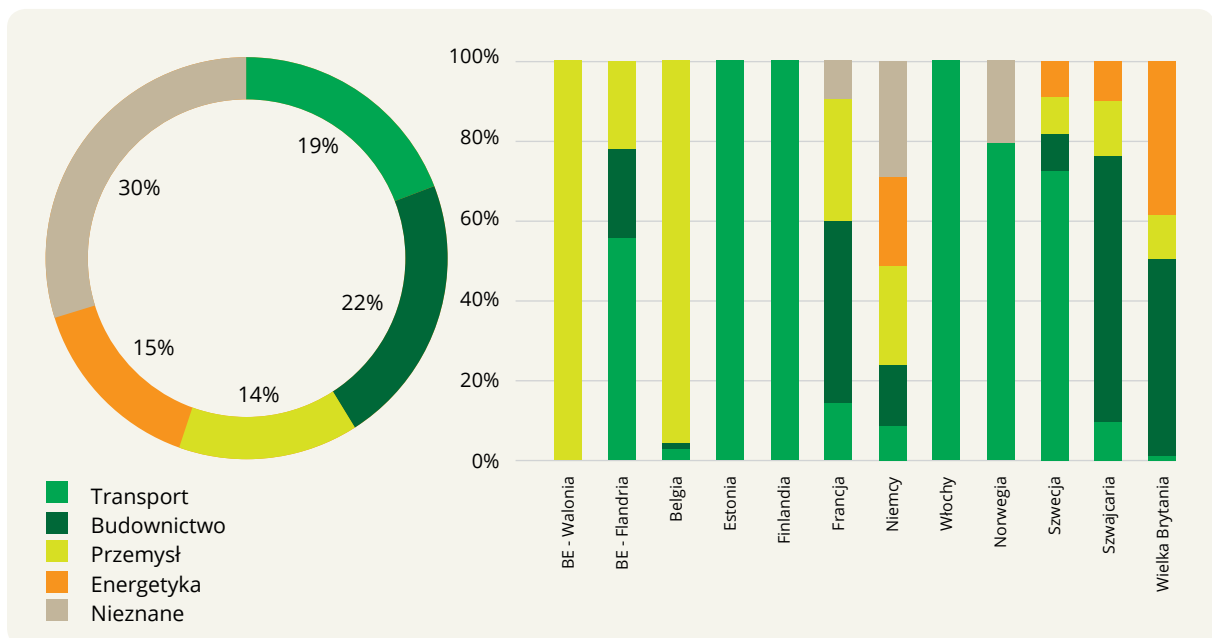
TAB. 13. Produkcja energii elektrycznej z biogazu/biometanu [TWh]

Produkcja	2020	2025	2030	2035	2040
z biogazu / biometanu	1,5	2,7	3,9	5	5,8
z 1% biogazu/biometanu w gazie sieciowym w źródłach na gaz ziemny	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4
<b>Łączna produkcja z biogazu / biometanu</b>	<b>1,6</b>	<b>2,9</b>	<b>4,1</b>	<b>5,3</b>	<b>6,2</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PEP2040.

Zużycie biometanu na potrzeby wytworzenia energii elektrycznej według raportu „EBA Statistical Report 2023”<sup>167</sup> w Europie szacowane jest na 15% zużycia we wszystkich sektorach w 2022 r. Największe zużycie biometanu do produkcji energii elektrycznej dochodzące do 40%<sup>168</sup> odnotowano w Wielkiej Brytanii.

RYS. 32. Zużycie biometanu w podziale na sektory i wybrane kraje.



Źródło: EBA Statistical Report 2023.

Szacowana produkcja energii elektrycznej z biogazu/biometanu wynosząca ok. 4,1 TWh w 2030 r. w Polsce w stosunku do potencjału produkcji biometanu w wysokości 33 TWh - biorąc pod uwagę sprawność elektrowni i elektrociepłowni gazowych oszacowanym na eksperckim poziomie 45% - stanowi ok. 27% zużycia biometanu na produkcję energii elektrycznej. Mając na uwadze obecne zużycie biometanu do produkcji energii elektrycznej w Europie wynoszące 15% oraz prognozowany wzrost produkcji biometanu do 2030 r., można stwierdzić, iż poziom produkcji energii elektrycznej oszacowany w PEP2040 jest ambitny, ale realny<sup>169</sup>.

<sup>167</sup> European Biogas Association, *EBA Statistical Report 2023*, [https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/12/PR\\_EBA-Statistical-Report-2023.pdf](https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/12/PR_EBA-Statistical-Report-2023.pdf), 5.12.2023 r.

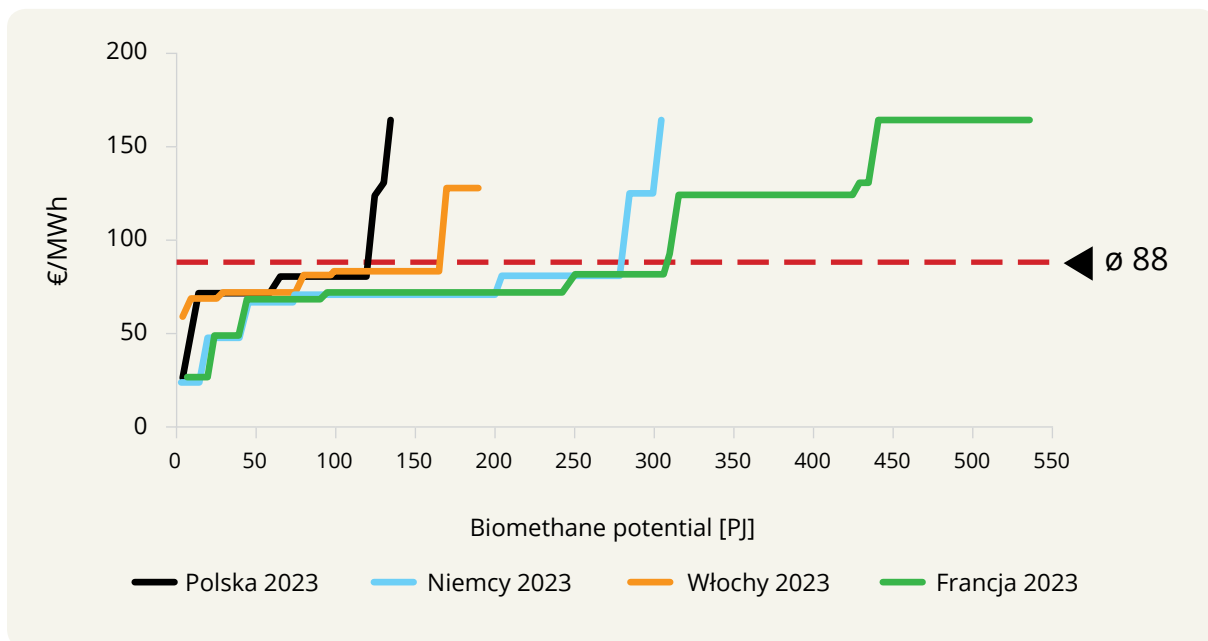
<sup>168</sup> Ibidem

<sup>169</sup> Produkcja 4,1 TWh uwzględnia również biogaz.

## 6.2. Ekonomia produkcji energii elektrycznej z biogazu/biometanu

Na dynamikę rozwoju rynku biometanu w Polsce wpływa głównie dostępność surowca, z którego będzie on wytwarzany. Według danych Det Norske Veritas (dalej: DNV) ze stycznia 2024 r.<sup>170</sup> średnie koszty produkcji biometanu w czterech krajach (Włochy, Francja, Niemcy i Polska) wynoszą obecnie ok. 88 EUR/MWh. Widełki kosztów produkcji kształtują się na poziomie 20-160 EUR/MWh. Duża rozpiętość kosztów biometanu wynika z różnic w kosztach substratu. Według założeń DNV w Polsce jest ograniczona podaż taniego substratu w postaci słomy i resztek poźniwnych. Inne substraty niezbędne do realizacji pełnego potencjału biometanu w Polsce są z kolei o wiele droższe.

**RYS. 33.** Potencjał biometanu w wybranych krajach w 2023 r.

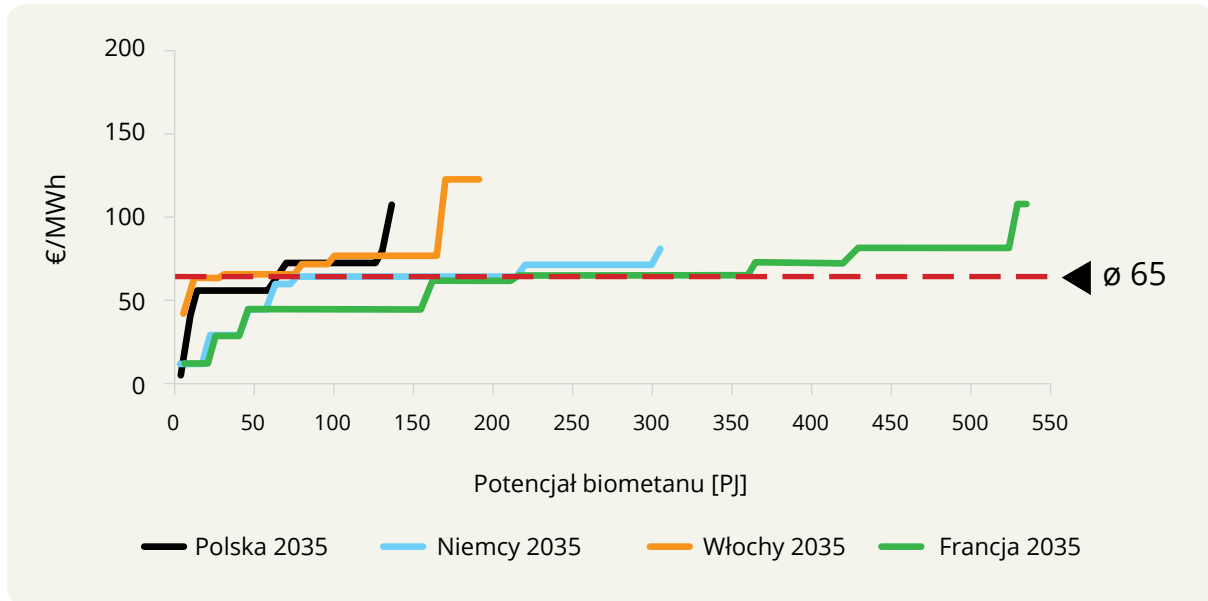


**Źródło:** DNV, *Biomethane in the heating system of Italy, Germany, Poland, and France by 2030 - A cost comparison*, Webinar DNV | European Climate Foundation 24.01.2024 r.

DNV przewiduje, że do 2035 r. koszty te spadną do 65 EUR/MWh. Duży potencjał według organizacji tkwi w odpadach i produktach rolniczych. Koszt produkcji biometanu pochodzenia rolniczego mieści się w przedziale 60-75 EUR/MWh. Warto zauważyć, że zarówno obecny, jak i przyszły (2035 r.) potencjał taniego biometanu w Polsce jest oszacowany na stosunkowo niskim poziomie w porównaniu do innych analizowanych krajów UE, co jak wskazują eksperci DNV jest związane ze względnie niską podażą w naszym kraju najbardziej ekonomicznie atrakcyjnego substratu w postaci odpadów rolnych.

170 DNV, *Biomethane in the heating system of Italy, Germany, Poland, and France by 2030 - A cost comparison*, Webinar DNV | European Climate Foundation 24.01.2024 r.

**RYS 34.** Potencjał biometanu w wybranych krajach w 2035 r.



Źródło: DNV - Biomethane in the heating system of Italy, Germany, Poland, and France by 2030 - A cost comparison, 24.01.2024 r.

PEP2040 zakłada wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej z ok. 160 TWh w 2020 r. do ponad 204 TWh w 2040 r. oraz wzrost zapotrzebowania na moc szczytową z ok. 25 GW w 2020, do ponad 31 GW w 2040 r.

**TAB.14.** Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i na moc w szczycie zapotrzebowania.

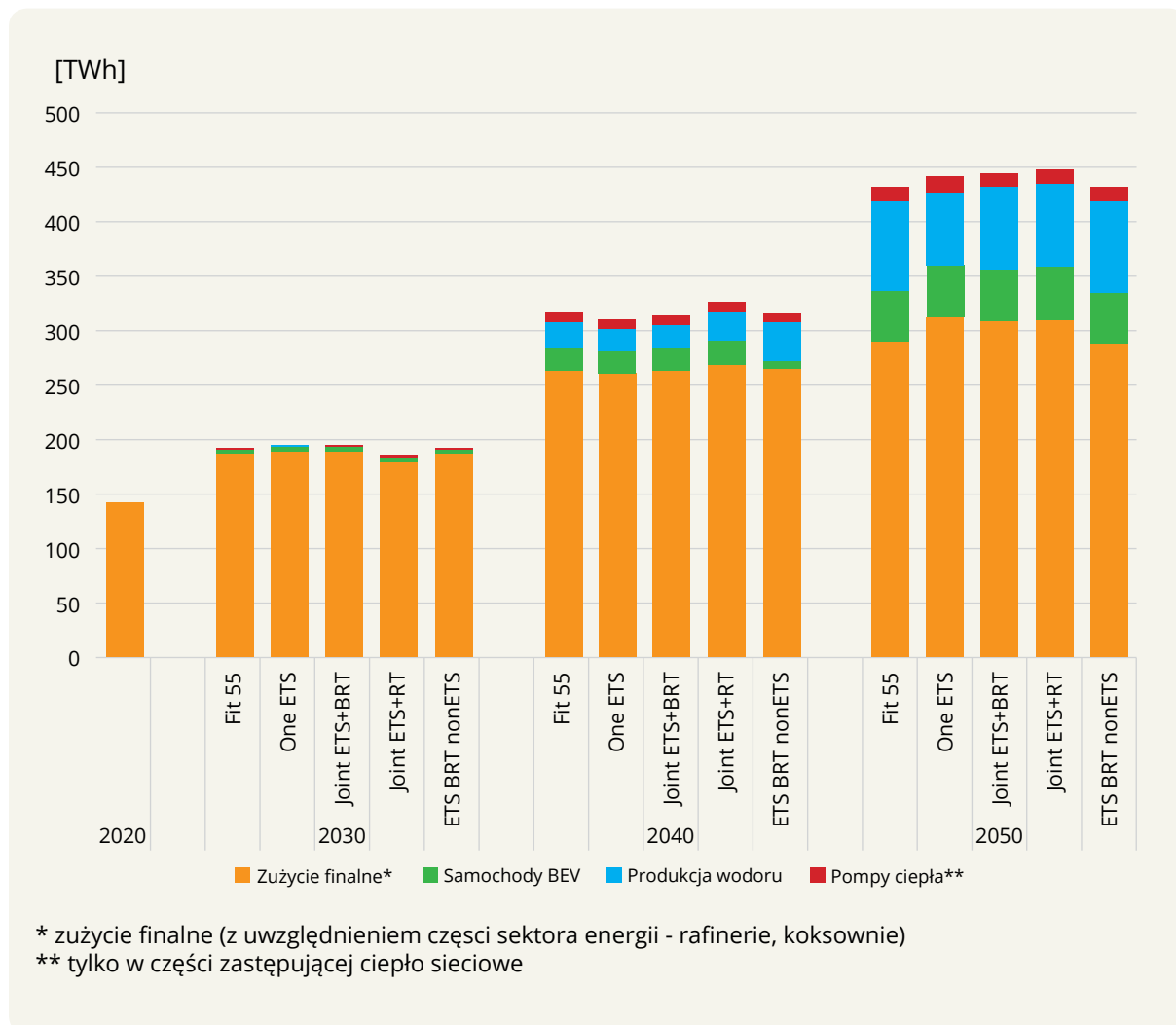
	2020	2025	2030	2035	2040
<b>zapotrzebowanie na energię elektryczną netto [TWh]</b>	159,9	170,1	181,1	191,9	204,2
<b>zapotrzebowanie na moc netto w szczycie rocznym [GW]</b>	24,5	25,9	27,7	29,5	31,3

Źródło: PEP2040.

Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych KOBIZE<sup>171</sup> (dalej CAKE) prognozuje natomiast zużycie energii elektrycznej na wyższym poziomie niż PEP2040. CAKE szacuje, iż finalne zapotrzebowanie na energię w 2030 r. osiągnie ok. 200 TWh w każdym ze scenariuszy, tj. będzie wyższe o ok. 10% od założeń PEP2040 oraz ponad 300 TWh w 2040 r. – tj. ok. 50% więcej niż w dokumencie rządowym.

171 CAKE/KOBiZE, View 2050. Nowe sektory w EU ETS w kontekście neutralności klimatycznej UE w 2050, [https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2023/06/CAKE\\_VIIIEW-on-EU-ETS-2050\\_Nowe-sektory-w-EU-ETS-w-kontekście-neutralności-klimatycznej-UE-w-2050-Skutki-dla-Polski..pdf](https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2023/06/CAKE_VIIIEW-on-EU-ETS-2050_Nowe-sektory-w-EU-ETS-w-kontekście-neutralności-klimatycznej-UE-w-2050-Skutki-dla-Polski..pdf), 7.04.2023 r.

**RYS. 35.** Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną dla Polski

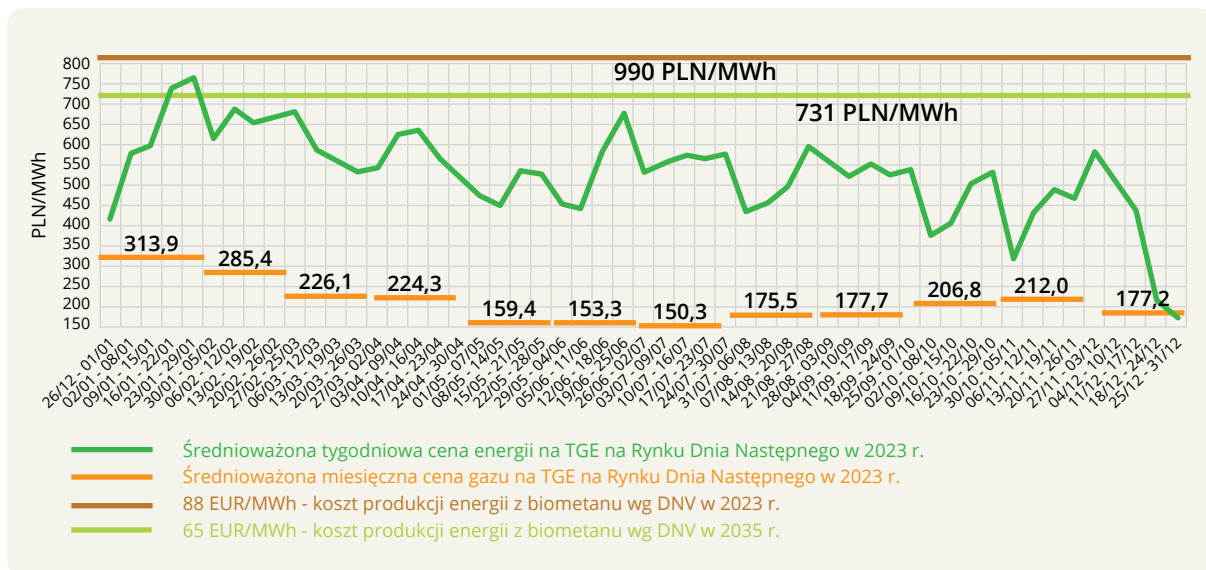


Źródło: CAKE/KOBIZE – „VIEW on EU ETS 2050: Nowe sektory w EU ETS”, Warszawa 2023, s. 20.

Oszacowana w punkcie 1. produkcja energii elektrycznej z biogazu/biometanu w wysokości 4,1 TWh w 2030 r. oraz 6,2 TWh w 2040 r. odpowiadają 2-3% zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce.

Biorąc pod uwagę również średnią sprawność elektrociepłowni 35% i ok. 60% elektrowni gazowych oraz fakt, że biometan będzie wykorzystywany głównie w lokalnych elektrociepłowniach znajdujących się w pobliżu źródeł substratu, ekspercko przyjęto sprawność przemiany biometanu w energię elektryczną na poziomie 40% (wyższa sprawność elektrociepłowni biogazowych wynikająca ze stosowania nowych jednostek wytwórczych o wyższym współczynniku sprawności oraz częściowym uwzględnieniu biogazu w pracy elektrowni gazowych zasilanych gazem sieciowym z domieszką biogazu). Oszacowane przez DNV koszty produkcji energii z biometanu przełożą się na cenę energii elektrycznej odpowiednio w wysokości ok. 490 PLN/MWh oraz ok. 660 PLN/MWh.

**RYS. 36.** Średnioważone tygodniowe ceny energii elektrycznej (PLN/MWh) w 2023 r. oraz koszt produkcji biometanu



**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie TGE i DNV.

Powyższy wykres średnioważonych tygodniowych cen energii elektrycznej oraz średnioważonych miesięcznych cen gazu na TGE na Rynku Dnia Następnego w 2023 r. wykazuje, że koszty biometanu na poziomie 65 EUR/MWh w 2035 r. oraz na poziomie 88 EUR/MWh w 2023 r. (przy 40% sprawności wytwarzania energii elektrycznej w źródle kogeneracyjnym) – oszacowane przez DNV – przy cenach energii z 2023 r., nie pozwoliłyby na ekonomicznie uzasadnioną produkcję energii elektrycznej z biometanu.

W celu porównania kosztów wytworzenia energii elektrycznej (ang. levelized cost of electricity, LCOE) z biometanu do LCOE z gazu ziemnego w 2030 r. na potrzeby niniejszego opracowania oszacowano sześć scenariuszy tj. dla trzech scenariuszy ceny gazu tj. 30 EUR/MWh; 50 EUR/MWh; 70 EUR/MWh oraz dwóch scenariuszy cen emisji CO<sub>2</sub> tj. 70 EUR/t CO<sub>2</sub> i 145 EUR/tCO<sub>2</sub>.

Koszty paliwa oraz emisji zostały uwzględnione w LCOE elektrowni gazowej oraz elektrociepłowni gazowej przedstawionych w raporcie Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 16 z 2023 r. przedstawionych w tabeli 15 oraz 16. Na potrzeby opracowania przyjęto średnie LCOE z raportu Lazard's dla elektrowni i elektrociepłowni, na którego podstawie oszacowano LCOE dla sześciu scenariuszy opisanych powyżej oraz obliczono LCOE dla biometanu w dwóch scenariuszach cen biometanu tj. dla 65 EUR/MWh oraz 88 EUR/MWh. Nakłady inwestycyjne (CAPEX) oraz koszty zmienne (bez paliwa i emisji) i stałe dla źródeł biometanowych zostały oszacowane na tym samym poziomie co dla źródeł zasilanych gazem ziemnym ze względu na wykorzystanie tej samej technologii.

**TAB. 15.** LCOE elektrowni szczytowej opalanej gazem ziemnym.

	EUR/MWh	LAZARD LCOE			Cena CO <sub>2</sub> - 70 EUR/tona			Cena CO <sub>2</sub> - 145 EUR/tona			Biometan	
		min	max	średni	Cena gazu 30 EUR/MWh	Cena gazu 50 EUR/MWh	Cena gazu 70 EUR/MWh	Cena gazu 30 EUR/MWh	Cena gazu 50 EUR/MWh	Cena gazu 70 EUR/MWh	Cena biometanu 65 EUR/MWh	Cena biometanu 88 EUR/MWh
<b>Elektrownia</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>126,5</b>	<b>243,1</b>	<b>184,8</b>	<b>260,9</b>	<b>312,6</b>	<b>364,2</b>	<b>296,1</b>	<b>347,7</b>	<b>399,4</b>	<b>318,5</b>	<b>377,9</b>
CAPEX	EUR/MWh	79,2	185,9	132,6	132,6	132,6	132,6	132,6	132,6	132,6	132,6	132,6
Koszty zmienne	EUR/MWh	5,5	20,9	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
Koszty stałe	EUR/MWh	4,4	5,5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Koszty paliwa	EUR/MWh	37,4	30,8	34,1	77,4	129,1	180,7	77,4	129,1	180,7	167,8	227,2
Koszty emisji	EUR/MWh	0,0	0,0	0,0	32,8	32,8	32,8	68,0	68,0	68,0	0,0	0,0

**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie Lazard - Levelized Cost of Energy Analysis – Version 16.

**TAB. 16.** LCOE elektrociepłowni opalanej gazem ziemnym.

	EUR/MWh	LAZARD LCOE			Cena CO <sub>2</sub> 70 - EUR/tona			Cena CO <sub>2</sub> - 145 EUR/tona			Biometan	
		min	max	średni	Cena gazu 30 EUR/MWh	Cena gazu 50 EUR/MWh	Cena gazu 70 EUR/MWh	Cena gazu 30 EUR/MWh	Cena gazu 50 EUR/MWh	Cena gazu 70 EUR/MWh	Cena biometanu 65 EUR/MWh	Cena biometanu 88 EUR/MWh
<b>Elektrociepłownia</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>42,9</b>	<b>111,1</b>	<b>77,0</b>	<b>132,8</b>	<b>170,4</b>	<b>208,1</b>	<b>158,6</b>	<b>196,2</b>	<b>233,9</b>	<b>174,6</b>	<b>217,9</b>
CAPEX	EUR/MWh	15,4	72,6	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
Koszty zmienne	EUR/MWh	1,1	6,6	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Koszty stałe	EUR/MWh	3,3	5,5	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Koszty paliwa	EUR/MWh	23,1	26,4	24,8	56,5	94,1	131,8	56,5	94,1	131,8	122,4	165,7
Koszty emisji	EUR/MWh	0,0	0,0	0,0	24,1	24,1	24,1	49,8	49,8	49,8	0,0	0,0

**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie Lazard - Levelized Cost of Energy Analysis – Version 16.

Z powyższych obliczeń wynika, iż LCOE źródeł biometanowych przy cenie biometanu 65 EUR/MWh oszacowanej przez DNV dla 2035 r. w Polsce jest porównywalne z uśrednionym LCOE źródeł gazowych przy cenie gazu na poziomie 50 EUR/MWh oraz cenie emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 70 EUR/tCO<sub>2</sub>, **co czyni biometan atrakcyjną ekonomiczną alternatywą dla gazu ziemnego w związku z zakładanymi wzrostami cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w EU ETS.**

### 6.3. Ekonomia produkcji ciepła z biogazu/biometanu

Biometan wprowadzany do sieci gazowniczej może także posłużyć do dekarbonizacji sektora ciepłowniczego. Zakładamy, że ciepło systemowe wytworzone z biometanu powinno utrzymać konkurencyjność w przeciwieństwie do źródeł wytwórczych o mocy powyżej 20 MW, które są obecnie objęte EU ETS.

Z kolei, ciepło uzyskane przy obecnych cenach gazu notowanych na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE) na poziomie 160–206 PLN/MWh odzwierciedlonych w tabeli 17 oraz przy braku obciążenia ciepła opłatami za emisję CO<sub>2</sub> w źródłach poniżej 20 MW (w instalacjach będących poza EU ETS), ciepło z biometanu na poziomie 300-400 PLN/MWh (koszt biometanu 65-88 EUR/MWh) nie jest obecnie konkurencyjne dla ciepła produkowanego z gazu ziemnego.

**TAB. 17.** Miesięczne statystyki dla kontraktów z dostawą gazu ziemnego.

Nazwa kontraktu	Średnioważony kurs transakcji	Średnioważony kurs transakcji	Zmiana kursu transakcji	Kurs min.	Kurs maks.	Wolumen obrotu	Zmiana obr.	L. kontr.	L. trans.
	PLN/MWh	EUR/MWh	%	PLN/MWh	PLN/MWh	MWh	MWh		
GAS_BASE_W-49-23	201,00	46,40	↓ -5,93	201,00	201,00	67 200	↓ -767 760	400	14
GAS_BASE_W-50-23	191,15	44,12	↓ -7,45	187,00	201,00	148 848	↓ -38 640	886	29
GAS_BASE_W-51-23	174,79	40,35	-	172,00	190,00	44 520	↑ 44 520	265	26
GAS_BASE_W-52-23	161,75	37,34	-	155,00	164,00	3 360	↑ 3 360	20	2
GAS_BASE_W-01-24	167,99	38,78	-	161,00	177,00	29 568	-	176	25
GAS_BASE_W-02-24	170,87	39,44	-	162,90	183,00	61 152	-	364	39
GAS_BASE_W-03-24	168,88	38,98	-	165,00	183,00	28 728	-	171	24
GAS_BASE_W-04-24	165,57	38,22	-	164,00	167,00	11 760	-	70	9
GAS_BASE_M-01-24	179,06	41,33	↓ -20,07	159,00	211,50	1 569 840	↓ -571 392	2 110	546
GAS_BASE_M-02-24	183,79	42,43	↓ -18,99	163,05	214,00	913 848	↓ -391 152	1 313	364
GAS_BASE_M-03-24	176,07	40,64	-	164,50	212,50	88 417	88 417	119	59
GAS_BASE_Q-1-24	188,20	43,44	↓ -16,45	164,00	212,00	1 128 611	↓ -2 324 895	517	223
GAS_BASE_Q-2-24	169,95	39,23	↓ -22,03	160,00	205,50	554 736	↑ 314 496	254	107
GAS_BASE_Q-3-24	169,30	39,08	↓ -26,31	162,00	202,99	128 064	↑ 99 360	58	27
GAS_BASE_Q-4-24	199,51	46,05	↓ -17,97	187,00	229,50	991 841	↑ 397 620	449	186
GAS_BASE_S-5-24	-	-	-	-	-	0	→ 0	0	0
GAS_BASE_S-W-24	206,46	47,66	↓ -17,35	192,49	234,00	899 808	↑ 183 456	206	100
GAS_BASE_S-5-25	-	-	-	-	-	0	→ 0	0	0
GAS_BASE_Y-24	182,33	42,09	↓ -20,19	169,50	214,00	2 090 592	↑ 852 048	238	119
GAS_BASE_Y-25	193,04	44,56	↓ -13,29	182,00	215,00	1 314 000	↑ 157 680	150	102

Źródło: TGE – Raport miesięczny, grudzień 2023 r.

Osiągnięcie konkurencyjności ciepła z biometanu w źródłach nieobjętych EU ETS nastąpi w momencie zrównania się cen biometanu i gazu ziemnego, alternatywnie jeśli obniżony zostanie próg mocy zainstalowanej instalacji objętych systemem EU ETS.

Źródła ciepła objęte systemem EU ETS to źródła średniej i dużej mocy, które funkcjonują przeważnie jako elektrociepłownie i posiadają różne charakterystyki techniczne. Na potrzeby tego raportu przyjęto, iż elektrociepłownia posiada średnią sprawność wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 55%, sprawność wytworzenia ciepła na poziomie 25% oraz łączną sprawność 80%.

Na potrzeby raportu nie są rozpatrywane szczytowe kotły gazowe, których sprawność wynosi ok. 95% i koszty emisji CO<sub>2</sub> nie obciążą nadmiernie procesu wytworzenia ciepła.

Poniżej w tabeli przedstawiono wpływ cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na wytworzenie ciepła w elektrociepłowniach gazowych objętych systemem EU ETS dla ceny CO<sub>2</sub> na poziomie 70 EUR/tona (ceny obecne) oraz 145 EUR/tona (prognozy CAKE/KOBIZE na 2030 r.). Uwzględniono również domieszkę biometanu w paliwie wykorzystywanym przez elektrociepłownie na poziomie 5%, 10% oraz 20%.

**TAB. 18.** Wpływ cen CO<sub>2</sub> na produkcję ciepła (w EUR/MWh).

Ciepło z elektrociepłowni	CO <sub>2</sub> 70 EUR/tona	CO <sub>2</sub> 145 EUR/tona
Koszty emisji - 100% gaz ziemny	10,5 EUR/MWh	21,8 EUR/MWh
Koszty emisji - 95% gaz ziemny	10,0 EUR/MWh	20,7 EUR/MWh
Koszty emisji - 90% gaz ziemny	9,5 EUR/MWh	19,6 EUR/MWh
Koszty emisji - 80% gaz ziemny	8,4 EUR/MWh	17,4 EUR/MWh

**Źródło:** Opracowanie własne.

Przy cenie emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 70 EUR/tona oraz spalaniu w elektrociepłowniach objętych EU ETS 100% gazu ziemnego, wytwarzane ciepło obciążone będzie dodatkowym kosztem CO<sub>2</sub> w wysokości ok. 10 EUR/MWh, natomiast przy cenie emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 145 EUR/tona koszt CO<sub>2</sub> w cieple będzie wynosił już ponad 20 EUR/MWh.

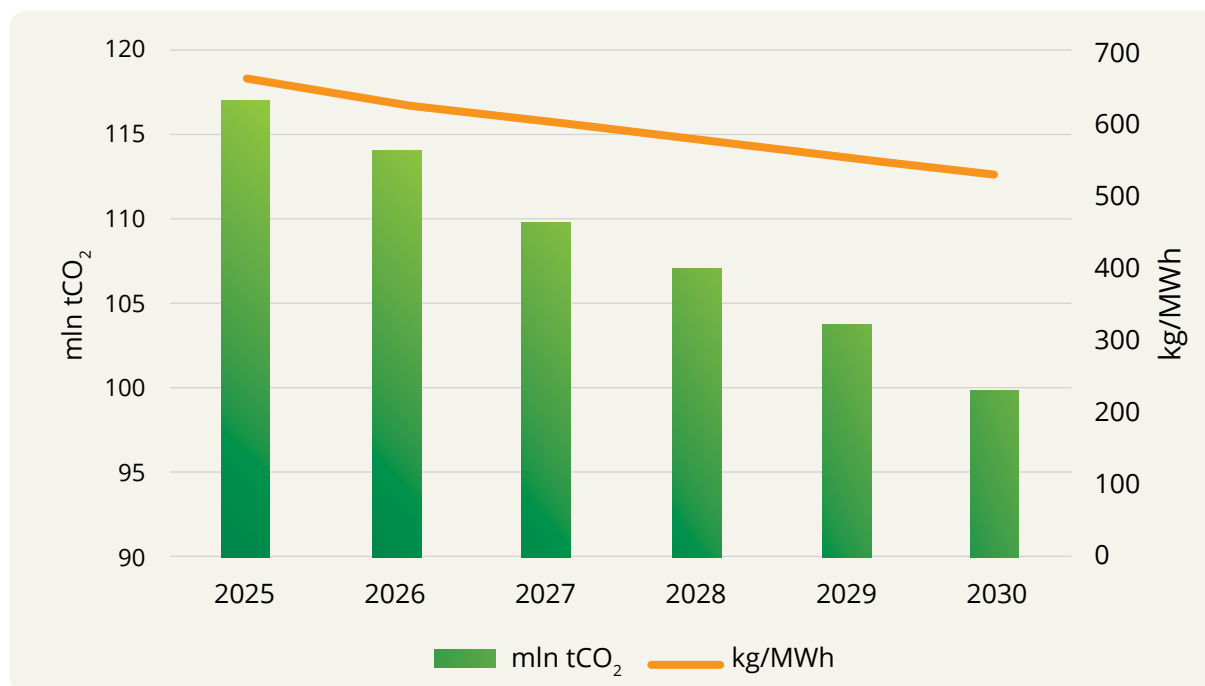
Przy domieszce biometanu na poziomie 20% w gazie sieciowym koszty emisji CO<sub>2</sub> w cenie ciepła spadną o ponad 2 EUR/MWh przy cenie emisji 70 EUR/tona oraz ponad 3 EUR/MWh przy cenie emisji na poziomie 145 EUR/tona.



## 6.4. Wpływ biometanu na redukcję emisji CO<sub>2</sub> sektora elektroenergetycznego w Polsce w perspektywie 2030 r.

Poniżej przedstawiono emisyjność elektrowni i elektrociepłowni na podstawie Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. dla okresu 2025-2030.

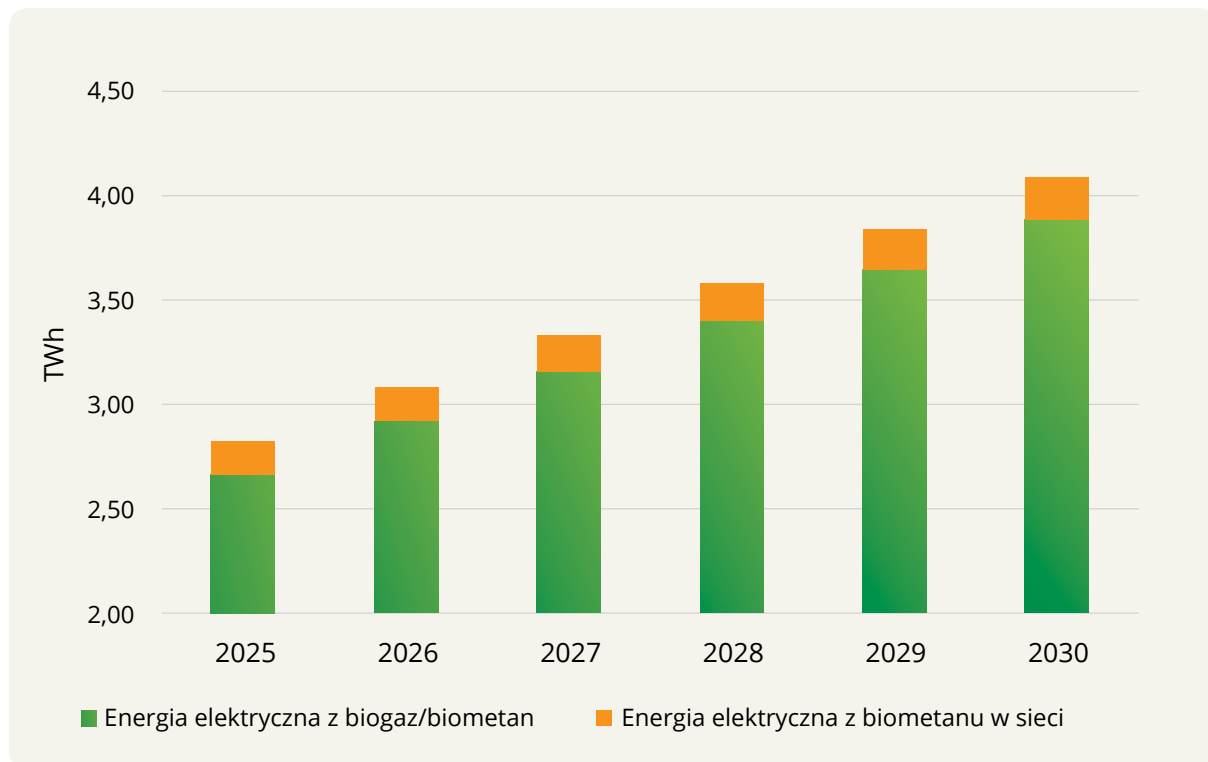
**RYS. 37.** Emisyjność elektrowni i elektrociepłowni wg PEP2040.



Źródło: PEP2040.

Na potrzeby oszacowania redukcji emisji CO<sub>2</sub> w perspektywie 2030 r. związanej z rozwojem produkcji energii elektrycznej w oparciu o biometan w Polsce przy obecnym braku instalacji biometanowych przyjęto do analizy okres 2025-2030. Wolumen produkcji energii elektrycznej z biogazu/biometanu w tym okresie oszacowany został na poziomie ok. 21 TWh, co zostało zilustrowane na wykresie 38 poniżej.

**RYS. 38.** Produkcja energii elektrycznej w okresie 2025-2030 [TWh].



**Źródło:** Opracowanie własne na podstawie PEP2040.

W celu określenia łącznej redukcji emisji CO<sub>2</sub> w latach 2025-2030 w stosunku do scenariusza bazowego rozwoju instalacji biogazu/biometanu zawartego w PEP2040 dokonano analizy dwóch wariantów, w których produkcja energii elektrycznej z biogazu/biomasy zostaje zastąpiona przez źródła konwencjonalne.

W wariantcie a) 100% produkcji energii elektrycznej z biogazu/biometanu do 2030 r. ze scenariusza bazowego zastąpione zostaje produkcją energii elektrycznej ze źródeł opalanych węglem.

W wariantcie b) produkcja energii elektrycznej z biogazu/biometanu do 2030 r. ze scenariusza bazowego zastąpiona zostaje produkcją energii elektrycznej ze źródeł opalanych węglem w 50% oraz w 50% ze źródeł gazowych.

**Wariant a)**

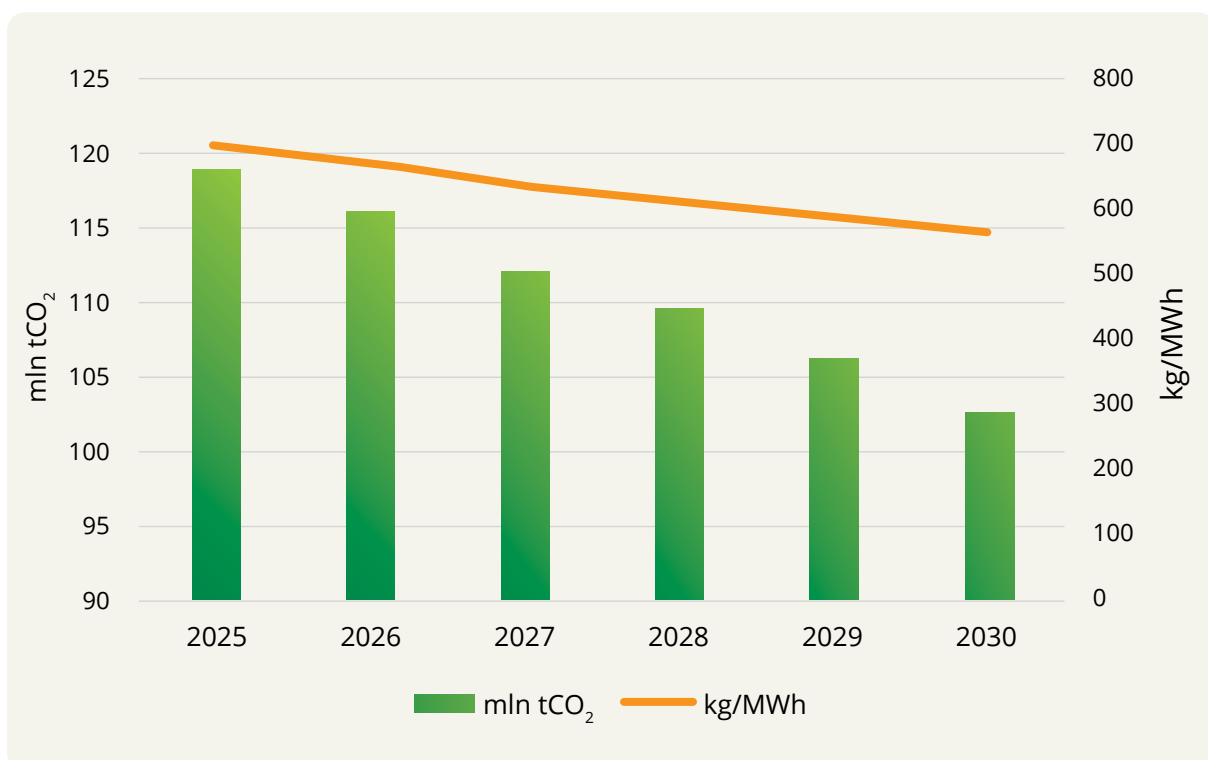
Zważywszy, iż do 2030 r. PEP2040 nie przewiduje zmian w zainstalowanych mocach w źródłach na węgiel brunatny oraz rozwoju nowych źródeł na węgiel kamienny, to na potrzeby tego opracowania przyjęto ekspercko emisyjność źródeł węglowych, które produkować będą energię elektryczną w zastępstwie źródeł biogazowych/biometanowych na poziomie 1,0 ton za CO<sub>2</sub>/MWh. Poniżej w tabeli przedstawiono dodatkową w stosunku do scenariusza bazowego produkcję energii elektrycznej ze źródeł węglowych oraz dodatkową emisję z tym związaną.

**TAB. 19.** Redukcja emisji CO<sub>2</sub> - wariant a.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	SUMA
<b>Dodatkowa produkcja ee [TWh]</b>	2,83	3,08	3,33	3,59	3,84	4,09	20,77
<b>Dodatkowa emisja [mln tCO<sub>2</sub>]</b>	2,83	3,08	3,33	3,59	3,84	4,09	20,77

Źródło: opracowanie własne.

W tym wariantcie uniknięta emisja związana z rozwojem biometanu w Polsce została oszacowana na ok. 21 mln ton CO<sub>2</sub>, a średnioroczna redukcja w badanym okresie wynosi ok. 3,5 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie.

**RYS. 39.** Emisyjność wariantu a.

Źródło: Opracowanie własne.

**Wariant b)**

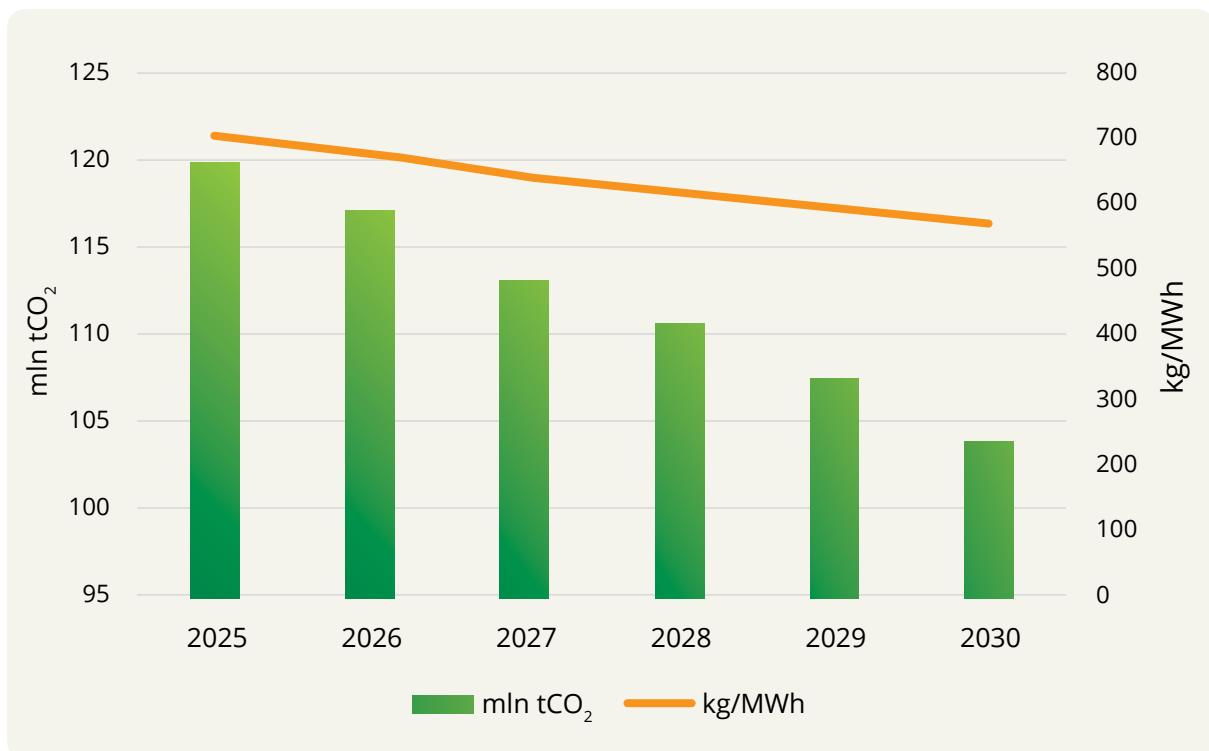
W tym wariantcie emisyjność dla źródeł gazowych ze względu na rozwój elektrociepłowni gazowych przyjęto ekspercko współczynnik emisyjności źródeł gazowych na poziomie 0,32 ton CO<sub>2</sub>/MWh oraz wskaźnik emisyjności źródeł węglowych na poziomie 1,0 ton CO<sub>2</sub>. Wyniki dodatkowej emisji oraz wolumeny produkcji zostały przedstawione w tabeli nr 20.

**TAB. 20.** Redukcja CO<sub>2</sub> – wariant b.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	SUMA
<b>Dodatkowa produkcja ee węgiel [TWh]</b>	1,41	1,54	1,67	1,79	1,92	2,05	10,38
<b>Dodatkowa produkcja ee gaz [TWh]</b>	1,41	1,54	1,67	1,79	1,92	2,05	10,38
<b>Dodatkowa emisja [mln tCO<sub>2</sub>]</b>	1,87	2,03	2,20	2,37	2,54	2,70	13,71

Źródło: opracowanie własne.

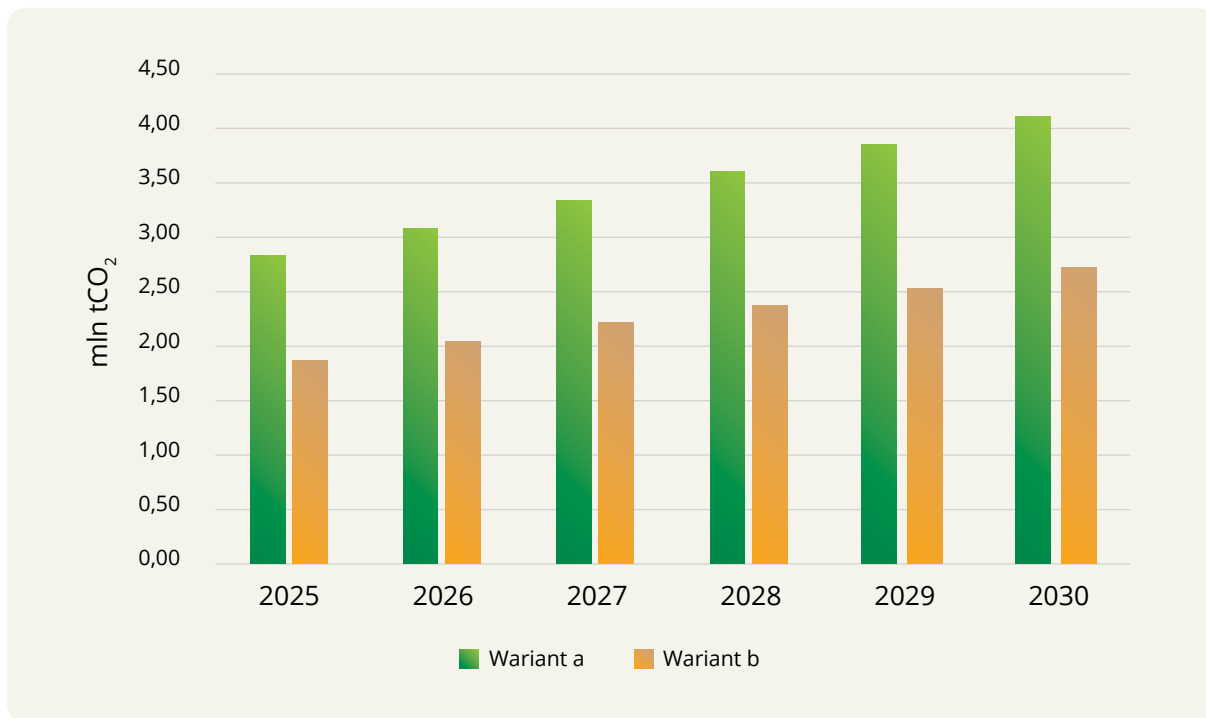
W wariantcie b) uniknięta emisja CO<sub>2</sub> związana z rozwojem biometanu w Polsce została oszacowana na ok. 14 mln ton CO<sub>2</sub>, a średnioroczna redukcja w badanym okresie wynosi ok. 2,3 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie.

**RYS. 40.** Emisyjność wariantu b.

Źródło: Opracowanie własne.

Redukcja emisji w poszczególnych wariantach w rozbiu na lata została przedstawiona na wykresie poniżej.

**RYS. 41.** Uniknięte emisje CO<sub>2</sub> w okresie 2025-2030.



**Źródło:** Opracowanie własne.

Dla porównania całkowitej redukcji emisji CO<sub>2</sub> w analizowanych wariantach, emisje sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego w Polsce w 2022 r. wyniosły łącznie ok. 136,9 mln ton<sup>172</sup> CO<sub>2</sub>. **W wariantcie a) uzysk emisyjny stanowiłby zatem ok. 15% rocznych emisji całego sektora energetycznego w Polsce, a w wariantcie b) byłoby to ok. 10%.**

172 KOBIZE, *Raport z rynku CO<sub>2</sub> – grudzień 2022*, Warszawa 2023.

**TAB. 21.** Zestawienie emisji w Polsce w ramach systemu EU ETS w 2021 i 2022 r. w podziale na sektory.

Branża	Emisja CO <sub>2</sub> (Mg)		Różnica %
	2021	2022	
Elektrownie zawodowe	104 965 331	104 914 418	-0,05%
Elektrociepłownie zawodowe	24 200 820	21 152 789	-12,59%
Ciepłownie zawodowe	6 210 186	5 152 430	47,03%
Elektrociepłownie przemysłowe	6 372 520	5 663 296	-11,13%
Hutnictwo żelaza i stali	5 813 034	4 839 076	-16,75%
Hutnictwo metali nieżelaznych	2 004 405	1 838 187	8,29%
Przemysł cementowy	10 597 955	11 156 795	527%
Przemysł cukrowniczy	1 133 573	1 124 163	-0,83%
Przemysł chemiczny	9 787 938	8 293 445	-1527%
Przemysł drewnopochodny	298 034	226 859	-23,88%
Przemysł koksowniczy	2 025 507	1 814 275	40,43%
Przemysł mineralny	35 830	34 110	-480%
Przemysł pozostały	2 106 693	1 538 495	-26,97%
Przemysł rafineryjny	9 968 433	10 386 590	4,19%
Przemysł szklarski	2 283 326	2 212 759	-3,09%
Przemysł wapienniczy	1 797 803	1 598 056	41,11%
Przemysł ceramiczny	1 102 688	1 000 248	-9,29%
Przemysł papierniczy	1 328 832	1 199 857	-9,71%
<b>Suma</b>	<b>192 032 908</b>	<b>184 145 848</b>	<b>-4,11%</b>
Operatorzy statków powietrznych	487 570	795 207	63,10%
<b>Suma (z lotnictwem)</b>	<b>192 520 478</b>	<b>184 941 055</b>	<b>-3,94%</b>

Źródło: Opracowanie KOBIZE.

Emisja CO<sub>2</sub> polskich branż, objęta unijnym systemem, spadła o ponad 7,5 mln ton pomiędzy 2021 i 2022 r. Sumaryczna wielkość emisji w CO<sub>2</sub> Polsce, która była objęta unijnym systemem handlu uprawieniami do emisji (EU ETS), w 2022 r. wyniosła blisko 185 mln ton CO<sub>2</sub> i w porównaniu do emisji w 2021 r. spadła o ok. 4%.

## 6.5. Konkluzje

Analizy ekonomiczne przeprowadzone w Rozdziale 6 wskazują, że LCOE źródeł biometanowych przy cenie biometanu 65 EUR/MWh oszacowanej przez DNV dla 2035 r. w Polsce jest porównywalne z uśrednionym LCOE źródeł gazowych przy cenie gazu na poziomie 50 EUR/MWh oraz cenie emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 70 EUR za tonę CO<sub>2</sub>, **co czyni biometan atrakcyjną ekonomiczną alternatywą dla gazu ziemnego** zwłaszcza w związku z zakładanymi wzrostami cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w EU ETS znacznie powyżej przyjętego poziomu 70 EUR za tonę CO<sub>2</sub>. Kluczowa dla konkurencyjności biometanu w wytwarzaniu energii elektrycznej jest przyszła cena gazu ziemnego. Przy stosunkowo niskich cenach gazu ziemnego (ok. 30 EUR/MWh) konwencjonalne instalacje gazowe pozostają tańsze od biometanowych nawet przy wysokich cenach CO<sub>2</sub>.

Biometan wprowadzany do sieci gazowniczej może także być konkurencyjny w ciepłownictwie i posłużyć do dekarbonizacji sektora ciepłowniczego. **Ciepło systemowe wytworzone z biometanu powinno utrzymać konkurencyjność w przeciwieństwie do źródeł wytwórczych opartych na paliwach konwencjonalnych o mocy powyżej 20 MW, które są obecnie objęte EU ETS.** Przy cenie emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 70 EUR/tona oraz spalaniu w elektrociepłowniach objętych EU ETS 100% gazu ziemnego, wytwarzane ciepło obciążone będzie dodatkowym kosztem CO<sub>2</sub> w wysokości ok. 10 EUR/MWh, natomiast przy cenie emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 145 EUR/tona koszt CO<sub>2</sub> w cieple będzie wynosił już ponad 20 EUR/MWh.

Z kolei, osiągnięcie konkurencyjności ciepła z biometanu w źródłach nieobjętych EU ETS nastąpi w momencie zrównania się cen biometanu i gazu ziemnego, alternatywnie jeśli obniżony zostanie próg mocy zainstalowanej instalacji objętych systemem EU ETS, co rozważają instytucje UE w kolejnej rewizji dyrektywy EU ETS po 2030 r.

W celu określenia łącznej redukcji emisji CO<sub>2</sub> w latach 2025-2030 w stosunku do scenariusza bazowego rozwoju instalacji biogazu/biometanu zawartego w PEP2040 dokonano analizy dwóch wariantów, w których produkcja energii elektrycznej z biogazu/biomasy zostaje zastąpiona przez źródła konwencjonalne. W wariantcie a) 100% produkcji energii elektrycznej z biogazu/biometanu do 2030 r. ze scenariusza bazowego zastąpione zostaje produkcją energii elektrycznej ze źródeł opalanych węglem. W wariantcie b) produkcja energii elektrycznej z biogazu/biometanu do 2030 r. ze scenariusza bazowego zastąpiona zostaje produkcją energii elektrycznej ze źródeł opalanych węglem w 50% oraz w 50% ze źródeł gazowych.

W wariantcie a) uniknięta emisja związana z rozwojem biometanu w Polsce została oszacowana na ok. 21 mln ton CO<sub>2</sub>, a średnioroczna redukcja w badanym okresie wynosi ok. 3,5 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie. W wariantcie b) uniknięta emisja CO<sub>2</sub> związana z rozwojem biometanu w Polsce została oszacowana na ok. 14 mln ton CO<sub>2</sub>, a średnioroczna redukcja w badanym okresie wynosi ok. 2,3 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie. Dla porównania całkowitej redukcji emisji CO<sub>2</sub> w analizowanych wariantach, emisje sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego w Polsce w 2022 r. wyniosły łącznie ok. 136,9 mln ton CO<sub>2</sub><sup>173</sup>. **W wariantcie a) uzysk emisyjny w latach 2025-2030 stanowiłby zatem ok. 15% rocznych emisji całego sektora energetycznego w Polsce, a w wariantcie b) byłoby to ok. 10%.**

173 Ibidem.

A close-up photograph of a pile of organic waste, likely food scraps, including green leaves, brown stems, and a large brown mushroom. The text "Podsumowanie" is overlaid on the top left of the image.

# Podsumowanie



## Podsumowanie

**RYS. 42.** Bilans korzyści związanych z upowszechnieniem biometanu



### Redukcja emisji CO<sub>2</sub>

- Maksymalny możliwy do osiągnięcia poziom redukcji emisji CO<sub>2</sub> w polskim sektorze elektroenergetycznym za okres 2025-2030 wyniósłby ok. 21 mln ton.
- Za pośrednictwem infrastruktury gazowniczej biometan będzie mógł się przyczynić do zmniejszenia emisyjności polskiej elektroenergetyki i ciepłownictwa.



### Wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego

- Zmniejszenie zależności od importu gazu ziemnego, a tym samym ograniczenie ekspozycji na ryzyka geopolityczne.
- Dzięki pełnemu wykożystaniu potencjału produkcyjnego biometanu ok. 33,7 TWh w połączeniu z wydobyciem krajowym ok. 40,7 TWh, udział importu w zaopatrzeniu rynku krajowego może się zmniejszyć z obecnych 80,97% (2023r.) do ok. 65%.\*



### Impuls rozwojowy dla rolnictwa

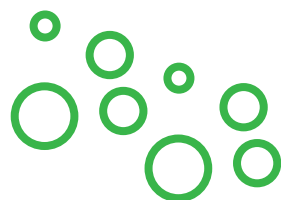
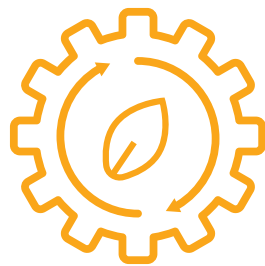
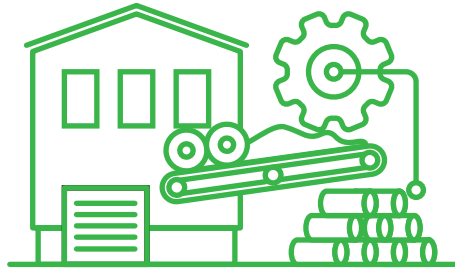
- Dodatkowe źródło dochodu dla gospodarstw rolnych.
- Ograniczenie emisji metanu z produkcji rolnej.
- Nawozy organiczne jako produkt uboczny wytwarzania biometanu.

**Źródło:** Ministerstwo Przemysłu, *Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2023 r.*, Warszawa 2024, s. 17.

Uwzględniając posiadany przez Polskę potencjał produkcyjny, biometan powinien pełnić rolę jednego z głównych środków umożliwiających dekarbonizację krajowego gazownictwa, a tym samym gospodarki narodowej. Biometan jest bowiem ze względu na swoje parametry jakościowe optymalnym zamiennikiem dla wykorzystywanego aktualnie kopalnego gazu ziemnego. Wykorzystania do upowszechnienia biometanu istniejącej w kraju sieci gazowniczej daje natomiast szansę na stosunkowo szybkie

wprowadzenie tego gazu odnawialnego do obiegu gospodarczego. Dzięki dekarbonizacji gazownictwa poprzez biometan, będzie także możliwa dekarbonizacja sektora elektroenergetycznego oraz ciepłowniczego w Polsce. Analiza ekonomiczna wykazała, że np. ciepło systemowe wytworzone z biometanu powinno utrzymać konkurencyjność w przeciwieństwie do źródeł wytwórczych opartych na paliwach konwencjonalnych o mocy powyżej 20 MW, które są obecnie objęte EU ETS. W ocenie DISE realizacja tak zarysowanej koncepcji wykorzystania biometanu Polsce wymagać będzie następujących działań:

- a. Aktualizacja krajowych polityk energetycznych z uwzględnieniem dynamiki zmian w zakresie coraz bardziej rozproszonego systemu energetycznego. Polityki energetyczne powinny wskazywać nie tylko cele w zakresie mocy zainstalowanej biometanu w systemie energetycznym, ale także zakres zaangażowania w rozwój biometanu przez biznes, administrację publiczną, naukę i organizacje pozarządowe, w tym planowane instrumenty wsparcia. W tym w projekcie aktualizacji KPEiK powinien zostać wskazany znacznie większy potencjał biometanu.
- b. Opracowanie Krajowego Planu na rzecz Biometanu (spójnego ze zaktualizowanym PEP2040 i KPEiK), zawierającego m.in. jasno określone cele w zakresie wielkości jego produkcji, miejsc jego wykorzystania, docelowy model rynku, rolę i zadania poszczególnych interesariuszy oraz etapy jego realizacji. Można w tym przypadku wykorzystać merytoryczny dotychczasowy dorobek wypracowany w ramach „Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”.
- c. Doświadczenia państw europejskich dobitnie pokazują, że rozwinięcie produkcji biometanu na szerszą skalę wymaga wprowadzenia przez państwo systemu wsparcia. W naszym przekonaniu taki system powinien obejmować:
  - » System gwarancji pochodzenia dla tego gazu – to niezbędny element umożliwiający rozwój produkcji biometanu. Prace nad takim systemem są już w Polsce prowadzone i nie powinny się przedłużać.
  - » Narzędzia finansowe wspierające bezpośrednio inwestorów przekształcających instalacje biogazowe w biometanownie bądź decydujących się na budowę biometanowni od podstaw.
  - » Mechanizm finansowy rekompensujący producentom biometanu niedostateczne przychody uzyskiwane z rynkowej sprzedaży biometanu. Taki mechanizm został już wprowadzony.
- d. W drodze postulatu de lege ferenda można wskazać rozszerzenie systemu wsparcia biometanu na jednostki o mocy większej niż 1 MW, uwzględniając ekonomiczną opłacalność takich inwestycji i wprowadzenie regulacji, które będą zapobiegały wykorzystywaniu roślin energetycznych zamiast odpadów do produkcji biogazu, a konsekwencji biometanu, co pozostawałoby w sprzeczności z zasadą zrównoważonego rozwoju w odniesieniu do produkcji gazu i prowadzenia upraw rolnych.
- e. Należy zminimalizować wymagania administracyjne w aspekcie budowy biometanowni jak również rozwoju sieci dystrybucyjnej (specustawy).
- f. Należy przebudowywać sieci pod kątem jej decentralizacji zwiększając jej chłonność oraz skoordynować te działania z rozwojem lokalnych systemów ciepłowniczych z udziałem biometanu/biogazu w podstawie wytwarzania energii.
- g. Inwestować w zwiększenie chłonności sieci dystrybucyjnej gazu, a tam gdzie jest to ekonomicznie uzasadnione rozwijać alternatywne rozwiązania w postaci „Wirtualnych Gazociągów”.



## Bibliografia

- Aktualizace Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu, říjen 2023, Praga, s. 98.
- O. W. Awe, Zhao, Y., Nzihou, A., Minh, D. P., & Lyczko, N. *A Review of Biogas Utilisation, Purification and Upgrading Technologies*. "Waste and Biomass Valorization", 2017, 8(2), 267–283.  
<https://doi.org/10.1007/S12649-016-9826-4/METRICS>.
- A. Bator, A. Borek, K. Łuczak, A. Rybicka, P. Siwior, E. Wróblewski, *Adaptacja do zmian klimatu w unijnej i polskiej polityce klimatycznej oraz prawie klimatycznym*, Warszawa 2021, s. 39.
- BEACON, Bio-Methane Support Policy in France Study,  
[https://www.euki.de/wp-content/uploads/2019/09/20180827\\_FR\\_Biomethane-Support\\_Study.pdf](https://www.euki.de/wp-content/uploads/2019/09/20180827_FR_Biomethane-Support_Study.pdf), 3.09.2018 r.
- *BIOMETHANE FICHE – Germany (2021)*, [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane\\_fiche\\_DE\\_web.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane_fiche_DE_web.pdf), 14.08.2024 r.
- *Biomethane UK (2019)*: <https://www.biomethane.org.uk/>; 15.03.2024 r.
- K. Butlewski, *Metody uzdatniania biogazu z uwzględnieniem możliwości integracji termicznej z procesem fermentacji biomasy*, „Problemy Inżynierii Rolniczej”, Poznań 2016, 2(92), 67-83.
- U. Brémond, A. Bertrandias, J-P Steyer, N. Bernet, H. Carrere, *A vision of European biogas sector development towards 2030: Trends and challenges*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965262035109X>, 10.03.2021 r.
- CAKE/KOBIZE, *View 2050. Nowe sektory w EU ETS w kontekście neutralności klimatycznej UE w 2050*, [https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2023/06/CAKE\\_VIIIEW-on-EU-ETS-2050\\_Nowe-sektory-w-EU-ETS-w-kontekscie-neutralnosci-klimatycznej-UE-w-2050-Skutki-dla-Polski..pdf](https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2023/06/CAKE_VIIIEW-on-EU-ETS-2050_Nowe-sektory-w-EU-ETS-w-kontekscie-neutralnosci-klimatycznej-UE-w-2050-Skutki-dla-Polski..pdf)., 7.04.2023 r.
- Česká bioplynová asociace, *Náklady na dodávky biometanu v Česku nesou jen výrobci, změnu může přinést plynárenský balíček*, <https://www.czba.cz/aktuality/naklady-na-dodavky-biometanu-v-cesku-nesou-jen-vyrobci-zmenu-muze-prinest-plynarensky-balicek.html>, 11.04.2024 r.,
- Dametis, *Biogas and Biomethane: Highly Favorable Prospects Again in France*, <https://www.dametis.com/en/biogas-and-biomethane-once-again-very-favorable-prospects-in-france/>, 14.11.2023 r.
- M. Decorte i in., *Mapping the state of play of renewable gases in Europe*, <https://www.regatrace.eu/wp-content/uploads/2020/02/REGATRACE-D6.1.pdf>, 4.02.2020 r.
- Dirk Bonse, *Niemiecki rynek biogazowy, czyli cała branża jednym głosem*, „Magazyn Biomasa”, <https://magazynbiomasa.pl/niemiecki-rynek-biogazowy-czyli-cala-branza-jednym-glosem/>, 01.04.2023 r.
- DNV, *Biomethane in the heating system of Italy, Germany, Poland, and France by 2030 - A cost comparison*, Webinar DNV i European Climate Foundation 24.01.2024 r.
- Duńska Agencja Energii, *Biogas in Denmark*, <https://ens.dk/en/our-responsibilities/bioenergy/biogas-denmark>,
- Duńskie Ministerstwo Energii, Środowiska i Usług Komunalnych, „Green Gas Strategy”, [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/green\\_gas\\_strategy.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/green_gas_strategy.pdf), 2021 r.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE. L. z 2024 r. poz. 1788) przyjętej na wniosek Komisji Europejskiej (COM/2021/803 final)

- A. Dziubińska, *Strategiczny wymiar francuskiej polityki rolnej*, <https://pism.pl/publikacje/strategiczny-wymiar-francuskiej-polityki-rolnej>, 10.03.2022 r.,
- EBA (2023): *About biogas and biomethane*: <https://www.europeanbiogas.eu/about-biogas-and-biomethane/>; 15.03.2024 r.
- EBA, *Biomethane Map 2022-2023*, <https://www.europeanbiogas.eu/biomethane-map-2022-2023/>, 04.2023 r.
- EBA, *European Biomethane Map. Infrastructure for biomethane production 2024*, <https://www.europeanbiogas.eu/european-biomethane-map-2024/>
- EBA, [https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/07/EBA-Dig-Deep-Webinar\\_-Biomethane-scale-up-in-figures.pdf](https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/07/EBA-Dig-Deep-Webinar_-Biomethane-scale-up-in-figures.pdf)
- energetice, *V ČR loni vznikly čtyři nové výroby biometanu, rozvoj zaostává*, <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/v-cr-loni-vznikly-ctyri-nove-vyroby-biometanu-rozvoj-zaostava>, 12.03.2024 r.
- Energinet, *Danish biomethane experinse*, <https://en.energinet.dk/media/bsjjjbgd/danish-biomethane-experiences.pdf>, 21.09.2022 r.
- Energinet, *Guarantees of ...*, op. cit., , <https://en.energinet.dk/gas/biomethane/go-gas/>
- Energinet, *Guarantees of orgin for renewable gas*, <https://en.energinet.dk/gas/biomethane/go-gas/>, 1.03.2024
- ePURE ASBL, *Overview of biofuels policies and markets across the EU*, <https://www.epure.org/wp-content/uploads/2023/02/230227-DEF-REP-Overview-of-biofuels-policies-and-markets-across-the-EU-February-2023-1.pdf>, 15.02.2023 r.
- European Biogas Association, *Decarbonising Europe's hydrogen production with biohydrogen. The role of sustainable biohydrogen in the total energy mix*, 2023, s. 10.
- European Biogas Association, *EBA Statistical Report 2023*, <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2023/>, 5.12.2023 r.
- European Biogas Association, *EBA Statistical Report 2023*, [https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/12/PR\\_EBA-Statistical-Report-2023.pdf](https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/12/PR_EBA-Statistical-Report-2023.pdf), 5.12.2023 r.
- ExtraVert platform, <https://www.ergar.org/renewable-gas-certification/>
- M. Eyl-Mazzega, C. Mathieu (eds.), *"Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy"*, Études de l'Ifri, Ifri, 2019, [https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/mathieu\\_eyl-mazzega\\_biomethane\\_2019.pdf](https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/mathieu_eyl-mazzega_biomethane_2019.pdf), 15.04.2019 r.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, *Biomethan*, <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan>, 14.08.2024 r.
- Francuskie Ministerstwo Środowiska, Energii i Morza, *Rapport De La France: En application de l'article 13.1 du règlement n° 525/2013 relatif à un mécanisme pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre*, 15.03.2017 r.
- G. Freedman, *Can biomethane decarbonise Europe's gas market?* WoodMackenzie 2020, <https://www.woodmac.com/news/opinion/can-biomethane-decarbonise-europes-gas-market/>, 23.09.2020 r.
- Gas for Climate, *Guidehouse Manual for National Biomethane Strategies*, [https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/09/2022-Manual-for-National-Biomethane-Strategies\\_Gas-for-Climate.pdf](https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/09/2022-Manual-for-National-Biomethane-Strategies_Gas-for-Climate.pdf), 1.09.2022 r.

- GasNet, *Řád provozovatele distribuční soustavy GasNet, s.r.o.*, [https://www.gasnet.cz/-/media/GasNet/Files/Gasnet/obchodni-podminky-a-rady/rad-pds/rad-pds-aktualni/GN\\_Kodex\\_2023\\_od\\_06012023.pdf](https://www.gasnet.cz/-/media/GasNet/Files/Gasnet/obchodni-podminky-a-rady/rad-pds/rad-pds-aktualni/GN_Kodex_2023_od_06012023.pdf), 6.01.2023 r.
- A. Górna, i in. *Predicting Post-Production Biomass Prices. Energies 2023*, Poznań, s. 16
- J. Hodboď, H. Šťovíčková, *Biometan jako náhrada zemního plynu pro vytápění v ČR*, <https://vytapeni.tzb-info.cz/vytapime-plynem/20293-biometan-jako-nahrada-zemniho-plynu-pro-vytape-ni-v-cr>, 28.02.2020 r.
- K. Hoyer, Hulteberg, C., Svensson, M., Jernberg, J., & Nörregård, Ö. *Biogas upgrading - Technical Review. "Energiforsk"*. 2016. <https://portal.research.lu.se/en/publications/biogas-upgrading-technical-review>.
- IEA Report 2020, *Outlook for biogas and biomethane, Prospects for organic growth*, <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/sustainable-supply-potential-and-costs>, 18.03.2020 r.
- IEA, *Danish Energy Agreement for 2012-2020 - ban on fossil-fuel based heating*, <https://www.iea.org/policies/606-danish-energy-agreement-for-2012-2020-ban-on-fossil-fuel-based-heating>, 27.02.2024 r.
- IEA, *Scaling up biomethane in the European Union: Background paper* [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9c38de0b-b710-487f-9f60-f19d0bf5152a/IEAWorkshop\\_Scalingupbiomethane\\_backgroundpaper.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9c38de0b-b710-487f-9f60-f19d0bf5152a/IEAWorkshop_Scalingupbiomethane_backgroundpaper.pdf), 28.09.2022 r.
- ifeu, *Biomethane in Europe, 2022*, [https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu\\_ECF\\_biomethane\\_EU\\_final\\_01.pdf](https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_ECF_biomethane_EU_final_01.pdf)
- International Energy Agency, *Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth*, 2020 s. 33 i 41.
- International Energy Agency, *The role of biogas and biomethane in pathway to net zero*, 2022, s. 2 i European Biogas Association, *Biomethane production potentials in the EU*, 2022, s. 16-20.
- M. Kabeyi, O. Olanrewaju. [w] *Biomethane Production and Applications. "Anaerobic Digestion - Biotechnology for Environmental Sustainability"* red. S. Aydin. 2023. <https://doi.org/10.5772/INTECHOPEN.112059>.
- KOBIZE, *Raport z rynku CO<sub>2</sub> – grudzień 2022*, Warszawa 2023.
- Komisja Europejska, *Sprawozdanie o stanie unii energetycznej 2023*, Bruksela, 24.10.2023 r.,
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Czysta planeta dla wszystkich Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki* (COM/2018/773 final).
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Europejski Zielony Ład (COM/2019/640 final).
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów REPowerEU: *Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie* (COM/2022/108 final), która została kolejno uszczegółowiona w Komunikacie Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Plan REPowerEU (COM/2022/230 final).
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu (COM/2020/663 final)

- J. Kozikowski, A. Pinkas, W. Wrochna, *Nowe prawo dla biometanu. Czy przyspieszy wielkoskalowe inwestycje biometanowe w Polsce?* [w:] *Magazyn Polska Chemia*, 3/2023, s. 15-17, <https://pipc.org.pl/wp-content/uploads/2023/09/Polska-Chemia-3.2023-online.pdf>
- Wstępna wersja Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacja KPEiK z 2019 r.) z dnia 29 lutego 2024 r. przedłożona do oceny Komisji Europejskiej.
- B. Kupiec, *Biometan w strategii energetycznej Niemiec*, Portal Zielona Gospodarka 2023, <https://zielonagospodarka.pl/biometan-w-strategii-energetycznej-niemiec-9900>, 23.03.2023 r.
- Metha France Portail National de la Methanisation, 2022, *En chiffres*, <https://www.methafrance.fr/en-chiffres>, 15.08.2024 r.
- Ministerstvo životního prostředí, *V Rakvicích yla spuštěna první biometanová stanice v Jihomoravském kraji*, [https://www.mzp.cz/cz/news\\_20240307\\_V-Rakvicich-byla-spustena-prvni-biometanova-stanice-v-Jihomoravskem-kraji](https://www.mzp.cz/cz/news_20240307_V-Rakvicich-byla-spustena-prvni-biometanova-stanice-v-Jihomoravskem-kraji), 7.03.2024 r.
- Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030. Założenia i cele oraz polityki działania*, Warszawa, s. 95-96.
- R. Muñoz, Meier, L., Diaz, I., & Jeison, D. *A review on the state-of-the-art of physical/chemical and biological technologies for biogas upgrading*. "Reviews in Environmental Science and Biotechnology", 14(4), Department of Chemical Engineering and Environmental Technology, University of Valladolid, Valladolid, s. 727-759
- Z. Muras [w:] *Komentarz do ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* [w:] *Prawo energetyczne*. Tom II. Komentarz do art. 12-72, wyd. II (red.) M. Swora, Warszawa 2016, art. 1.
- NCBR, *Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce*. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego. Wersja z 20.05.2024 r.
- Z. Nowak, M. Zaniewicz, *Biogaz – element bezpieczeństwa energetycznego UE*, PISM „Biuletyn”, NR 108 (2527), 6 LIPCA 2022, s. 1.
- Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. z 2021 r. poz. 264).
- OTE, *Záruky původu a povolenky*, <https://www.ote-cr.cz/cs/zaruky-puvodu-a-povolenky/zaruky-puvodu/zakladni-infor> M. Pietrzyk, *Soft law i hard law w europejskim prawie administracyjnym: relacja alternatywy, uzupełnienia, wykluczenia oraz przejścia* [w:] *Administracja publiczna wobec wyzwań i oczekiwań społecznych*, Wrocław 2015, s. 139-140.
- Polish Biomethane Organisation, *Potential of biomethane production in Poland. Executive summary*, Warsaw 2024, p. 9
- M. Pietrzyk, *Soft law i hard law w europejskim prawie administracyjnym: relacja alternatywy, uzupełnienia, wykluczenia oraz przejścia* [w:] *Administracja publiczna wobec wyzwań i oczekiwań społecznych*, Wrocław 2015, s. 139-140.
- Plan efektywności energetycznej gospodarstw rolnych na lata 2009-2013, <https://agriculture.gouv.fr/environnement-sobriete-energetique-et-efficacite-energetique-des-entreprises-et-des-exploitations>, 9.01.2015 r.
- Polska Organizacja Biometanu, *Potencjał produkcji biometanu w Polsce. Streszczenie*, Warszawa 2024, s. 9

- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, *ORLEN w pełni zabezpiecza dostawy gazu dla polskich odbiorców*, <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/orlen-w-pelni-zabezpiecza-dostawy-gazu-dla-polskich-odbiorcow/newsGroupId/10184?changeYear=2024&currentPage=1>, 1.03.2024 r.
- Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe [nr wykazu 1098]
- Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw [nr wykazu UD36]
- Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw [nr wykazu UD 41]
- I. Przybojewska, *Dostarczanie czystej, przystępnej cenowo i bezpiecznej energii w świetle zamierzeń Europejskiego Zielonego Ładu*, EPS 2022, nr 2, s. 13-22.
- Rezolucja przyjęta przez Zgromadzenie Ogólne w dniu 25 września 2015 r., *Przekształcamy nasz świat: Agenda na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030*.
- Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158 ze zm.)
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2477)
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie) (Dz. Urz. UE. L. z 2021 r. Nr 243).
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 (wersja przekształcona) Tekst mający znaczenie dla EOG (Dz. Urz. UE. L. z 2024 r. poz. 1789) przyjętego na wniosek Komisji Europejskiej (COM/2021/804 final)
- SIA Partners, 2023, 7th European Biomethane Benchmark. [https://www.siapartners.com/system/files/document\\_download/file/202312/Sia%20Partners\\_Benchmark\\_Europe\\_Biomethane.pdf](https://www.siapartners.com/system/files/document_download/file/202312/Sia%20Partners_Benchmark_Europe_Biomethane.pdf)
- S. Singhal, Agarwal, S., Arora, S., Sharma, P., & Singhal, N. *Upgrading techniques for transformation of biogas to bio-CNG: a review*. "International Journal of Energy Research", 2017, 41(12), 1657–1669. <https://doi.org/10.1002/ER.3719>.
- Státní fond životního prostředí ČR, *Programy podpory*, <https://www.sfzp.cz/dotace-a-pujcky/modernizacni-fond/programy/>
- P. Sulewski, W. Ignaciuk, M. Szymańska, A. Wąs, *Development of the Biomethane Market in Europe*, „Energies”, <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/4/2001>, 17.02.2023 r.
- Q. Sun, Li, H., Yan, J., Liu, L., Yu, Z., & Yu, X. *Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation*. "Renewable and Sustainable Energy Reviews", 2015 51, 521–532. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.06.029>.
- J. Supernat, *Miejsce i znaczenie soft law w prawie publicznym Unii Europejskiej* [w:] Nowe problemy badawcze w teorii prawa administracyjnego (red.) J. Boć i A. Chajbrowicz, Wrocław 2009, s. 440-441.



- Sustainable Agrobusiness Forum 2021, *Biomethane market development in Germany: status and prospects* <https://saf.org.ua/en/news/1473/> 23.11.2023 r.
- Svaz moderni energetiky, Česká produkce biometanu daleko zaostává za plánem, kapacity je potřeba urychleně zvýšit, <https://www.modernienergetika.cz/aktuality/ceska-produkce-biometanu-daleko-zaostava-za-planem-kapacity-je-potreba-urychlene-zvysit/>, 16.10.2023 r.,
- Z. Szymańska, *Corn, soy are not the only way for Germany to cut CO<sub>2</sub> emissions from fuels -ministry*, <https://www.reuters.com/business/environment/corn-soy-are-not-only-way-germany-cut-co2-emissions-fuels-ministry-2022-05-03/>, 14.08.2024 r.
- Tabela duńskich poziomów dotacji do biometanu: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/biogas\\_subsidy\\_levels.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/biogas_subsidy_levels.pdf)
- Teraz Środowisko, *Biogaz w Polsce. Nowe otwarcie*, <https://www.teraz-srodowisko.pl/publikacje/biogaz-w-polsce-2023/teraz-srodowisko-publicacja-biogaz-w-polsce-2023.pdf>, 3.04.2023 r.
- Teréga, GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER, *Panorama des Gaz Renouvelables en France*, <https://assets.ctfassets.net/ztehsn2qe34u/4gcWxemhrEy3i7Z8bRiq4n/96dc9c38742c373a3e2892279819c7e6/PanoramaGaz-Renouvelables2022.PDF>, 31.12.2022 r.
- Terega, What are the prospects for biomethane in France in 2023? <https://www.terega.fr/en/newsroom/editorial/what-are-the-perspects-for-biomethane-in-france-in-2023>, 15.08.2024 r.
- M. Torrijos, State of Development of Biogas Production in Europe, „Procedia Environmental Sciences”35 (2016) 881 – 889.
- Úřad pro ochranu hospodářské soutěže, *EVROPSKÁ KOMISE SCHVÁLILA ČESKÝ PROGRAM NA PODPORU VÝROBY BIOMETANU*, <https://uohs.gov.cz/cs/informacni-centrum/tiskove-zpravy/verejna-podpora/3711-evropska-komise-schvalila-cesky-program-na-podporu-vyroby-biometanu.html>, 1.11.2023 r.
- Ustawa o transformacji energetycznej na rzecz ekologicznego wzrostu gospodarczego (LTECV 2019)
- Ustawa z dn. 11.01.2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, Dz. U. 2018 poz. 317.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm.), dalej „p.e.”.
- Ustawa z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu (Dz. U. z 2023 r. poz. 1597).
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 ze zm.).
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2024 r. poz. 54).
- L. Výlupek i in., The future of biomethane, Artur D. Little, <https://www.adlittle.com/en/insights/viewpoints/future-biomethane>, 14.06.2023 r.
- A. Wawrzyniak., A. Lewicki, P. Pochwatka, P. Sołowiej, W. Czekąła, *Database system for estimating the biogas potential of cattle and swine feces in Poland*, „Journal of Ecological Engineering”, 22 (3), 111-120, 2021
- Yuxia, Y.; Ryssel, M.; Scholwin, F.; Grope, J.; Clinkscapes, A.; Bowe, S. *Biomethane Production and Grid Injection: German Experiences, Policies, Business Models and Standards*; National Energy Administration: Beijing; Berlin, 2020.

## Autorzy Raportu



### **Dr Marcin Sienkiewicz**

**Pracownik naukowy Instytutu Studiów Międzynarodowych i Bezpieczeństwa Uniwersytetu Wrocławskiego, Ekspert ds. Rynku Gazu**

Ekspert Forum Polityki Wschodniej i adiunkt w Instytucie Studiów Międzynarodowych Uniwersytetu Wrocławskiego. W latach 2008-2010 współpracował z Biurem Bezpieczeństwa Narodowego i Kancelarią Prezydenta RP w zakresie bezpieczeństwa narodowego i energetycznego. W latach 2016-2018 był Prezesem Zarządu Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych. Od grudnia 2015 roku związany z Towarową Giełdą Energii, gdzie odpowiada za rozwój giełdowego rynku gazu. W 2013 roku odbył staż dydaktyczny na VŠB – Technical University of Ostrava. W okresie grudzień 2013 – styczeń 2014 był stażystą w Biurze Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT S.A. Autor studium koncepcyjnego poświęconego utworzeniu hubu gazowego w Polsce. Publicysta i recenzent „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” – miesięcznika wydawanego przez Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Uczestnik i współorganizator wielu konferencji poświęconych tematyce energetycznej. Autor ponad stu publikacji naukowych oraz opracowań eksperckich z zakresu bezpieczeństwa energetycznego, polityki energetycznej współczesnych państw, funkcjonowania międzynarodowych rynków energetycznych.



### **Remigiusz Nowakowski**

**Prezes DISE, wiceprezes Qair Polska SA, ekspert ds. strategii transformacji energetycznej**

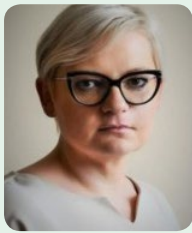
Posiada wieloletnie doświadczenie w budowaniu i wdrażaniu strategii biznesowych, zarządzaniu dużymi przedsiębiorstwami oraz projektami inwestycyjnymi w branży energetycznej i ciepłowniczej, a także doskonałą znajomość specyfiki sektora energetycznego oraz zasad działania rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego. Potwierdzone w praktyce zdolności przywódcze oraz umiejętność kierowania zespołami w otoczeniu międzynarodowym. Remigiusz otrzymał gruntowne wykształcenie z zakresu zarządzania, prawa i energetyki, zdobyte na prestiżowych uczelniach m.in.: Stanford University, Sustainable Banking Initiative, Certificate Course – Poland Energy Sector Executive Workshop, California, USA, Certificate Course in Leadership and Managerial Effectiveness w Międzynarodowym Instytucie Zarządzania, New Delhi, Indie. Ukończył studia magisterskie z ekonomii na Uniwersytecie Ekonomicznym we Wrocławiu oraz studia prawnicze na Uniwersytecie Wrocławskim. Obecnie jest Prezesem DISE i Wiceprezesem Zarządu QAIR Polska SA. W przeszłości zajmował najwyższe stanowiska kierownicze w spółkach energetycznych. W latach 2018-2020 był Prezesem Zarządu PILE ELBUD S.A. (budownictwo infrastruktury elektroenergetycznej). W latach 2015 – 2016 był Prezesem Zarządu TAURON Polska Energia (wiodącego polskiego koncernu energetycznego) oraz Członkiem Zarządu PKN ORLEN S.A. W latach 2016-2019 był członkiem Rady Dyrektorów EURELECTRIC. W latach 2008-2015 i 2020 Dyrektorem Wykonawczym w Fortum, Heating & Cooling, Polska i kraje bałtyckie.



### **Prof. dr hab. inż. Jacek Dach**

**Kierownik Pracowni Ekotechnologii, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu**

Twórca i kierownik Pracowni Ekotechnologii na Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu – największego polskiego laboratorium biogazowego i kompostowego (ponad 260 reaktorów). Jako jedyny Polak zasiadał w radzie naukowej DBFZ w Lipsku (federalnego instytutu zajmującego się monitoringiem niemieckiego rynku biogazowego) w latach 2015-19 oraz jest od 2018 r. członkiem rady naukowej Key Laboratory for Clean Renewable Energy Utilization Technology, Ministry of Agriculture, zlokalizowanego na China Agricultural University. Jednostka ta, zajmuje się monitoringiem największego na świecie rynku biogazowego (ponad 45 mln instalacji) oraz opracowywaniem dla ministerstwa rolnictwa Chin analiz w zakresie kierunków rozwoju, preferowanych technologii oraz sugerowaniem wprowadzenia lub zmiany norm prawnych w tym zakresie. Twórca szkoły naukowej w zakresie fermentacji metanowej i kompostowania oraz szerzej – biologicznych metod przetwarzania odpadów na energię. Współautor ponad 300 publikacji.



**Urszula Zając**  
Dyrektor Departamentu Transformacji Energetycznej  
– Pełnomocnik Zarządu ds. Transformacji Energetycznej,  
Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

Kieruje pracą Departamentu Transformacji Energetycznej w Polskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG), jest również Pełnomocnikiem Zarządu ds. Transformacji Energetycznej. W kwietniu 2023 roku została powołana w skład Rady Koordynacyjnej ds. Rozwoju Sektora Biogazu i Biometanu przy MKiŚ. Jest autorką wielu nowych inicjatyw w Spółce w tym Przestrzennej Bazy Danych. Jest również Dyrektorem Programu Transformacji Energetycznej powołanego w PSG, celem którego jest przygotowanie Spółki do wyzwań związanych z transformacją energetyczną. Urszula Zając jest również Przewodniczącą Zespołu Zadaniowego do spraw związanych z przyłączaniem podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej C, zajmujących się wytwarzaniem paliw gazowych – biometan. Całą swoją działalność zawodową poświęciła pracy na rzecz ochrony środowiska oraz rozwojowi polskiego przemysłu w tym w szczególności ciepłownictwa i elektroenergetyki, promując paliwa gazowe jako podstawowe, ekologiczne źródło energii dla podmiotów zawodowych.



**Maciej Burny**  
Ekspert ds. analiz i polityki energetyczno-klimatycznej,  
Prezes zarządu Enerxperience Sp. z o.o.

Posiada 20-letnie doświadczenie pracy w regulacjach sektora energetycznego na szczeblu krajowym i unijnym. W okresie 2010-2020 pełnił kierownicze funkcje w obszarze regulacji i spraw międzynarodowych w PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W tym czasie był m.in. Dyrektorem Departamentu i Dyrektorem Biura PGE w Brukseli. W latach 2012-2018 był jednocześnie Sekretarzem i członkiem Rady Zarządzającej Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej. Wcześniej pracował jako urzędnik państwowy odpowiedzialny za regulacje polityki klimatyczno-energetycznej UE w latach 2005-2010. Od 2020 r. prowadzi własną firmę doradczą - Enerxperience spółka z o.o.



**Dr inż. Agata Romanowska**  
Urbanistka i ekspert ds. zrównoważonego rozwoju przestrzennego,  
project manager, DISE Energy

Wcześniej związana z Politechniką Wrocławską, gdzie prowadziła badania nad zrównoważonym rozwojem miast oraz miejską skalą zanieczyszczenia światłem. Popularyzatorka wiedzy na temat zrównoważonego oświetlenia i efektywności energetycznej w planowaniu strategicznym i przestrzennym. Zawodowo związana z sektorem energetycznym i zagadnieniami transformacji energetycznej. Należy do: „Planning, Law and Property Rights Academic Association” oraz „International Dark-Sky Association”.



**Aleksandra Pinkas**  
Prawnik w Kancelarii Kochański & Partners  
w Departamencie Energetyki, Infrastruktury & Środowiska

Prawniczka, absolwentka Wydziału Prawa, Administracji i Ekonomii Uniwersytetu Wrocławskiego, gdzie aktualnie przygotowuje pracę doktorską. Prawnik w Kancelarii Kochański & Partners w Warszawie w Departamencie Energetyki, Infrastruktury & Środowiska.

Specjalizuje się w obsłudze prawnej projektów energetycznych, w szczególności w zakresie odnawialnych źródeł energii, wodoru i biometanu. Wspiera przedsiębiorstwa w raportowaniu zgodnie ze standardami ESG, przeprowadza badania due diligence projektów OZE i prowadzi szkolenia z zakresu regulacji rynku energii.

Współautorka i wykładowczyni na studiach podyplomowych „Transformacja energetyczno-klimatyczna. Prawo odnawialnych źródeł energii”. Laureatka Stypendium Rektora dla najlepszych studentów za osiągnięcia naukowe (2020 r.). Autorka kilkudziesięciu publikacji naukowych i branżowych z zakresu prawa energetycznego i prawa ochrony klimatu, w tym m.in. współautorka raportu eksperckiego Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych pn. „Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce” (2020 r.) i opracowania diagnostycznego do Strategii Energetycznej Dolnego Śląska „Rekomendacje do zmian legislacyjnych w zakresie przeprowadzenia transformacji energetycznej i osiągnięcia neutralności klimatycznej” pod red. prof. Jerzego Korczaka (2021 r.).



Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych (DISE) z siedzibą we Wrocławiu jest think-tankiem aktywnie zajmującym się problematyką bezpieczeństwa energetycznego i transformacji energetycznej w wymiarze strategicznym, a także koncepcjami funkcjonowania rynków energii, modelami biznesowymi przedsiębiorstw energetycznych oraz przemysłowych odbiorców energii, a także zagadnieniami efektywności projektów infrastrukturalnych.

DISE tworzy interdyscyplinarne grono naukowców i czynnych managerów zajmujących stanowiska kierownicze w kluczowych przedsiębiorstwach w branży energetycznej. Naszych ekspertów cechuje połączenie wiedzy teoretycznej i doświadczenia praktycznego w zarządzaniu największymi podmiotami gospodarczymi w Polsce, co pozwala nam identyfikować bariery i wyzwania w polskiej energetyce na łamach licznych publikacji popularno-naukowych, analiz i opinii. Ekspertki DISE krytycznie analizują aktualną sytuację na rynku energii i formułują rekomendacje strategiczne w postaci opracowań analitycznych i kompleksowych raportów. Zespół DISE koncentruje się szczególnie na problematyce energetyki odnawialnej, energetyki niskoemisyjnej, w szczególności technologii jądrowych, wykorzystania gazu ziemnego i gazów odnawialnych, czego wyrazem są cztery opublikowane dotychczas raporty, zrealizowane we współpracy z ważnymi organizacjami zajmującymi się klimatem i energią oraz największymi polskimi koncernem paliwowo-energetycznymi.

Zapewniamy także merytoryczne wsparcie dla polskich i unijnych parlamentarzystów. Jesteśmy organizatorem corocznych Kongresów Energetycznych we Wrocławiu – międzynarodowego i cennego forum debat decydentów, polityków i praktyków branży energetycznej, którego celem jest wspólne wypracowywanie rozwiązań na rzecz bezpieczeństwa i transformacji polskiej energetyki. Istotnym obszarem aktywności DISE jest edukacja, czyli działania skierowane przede wszystkim na podnoszenie kompetencji managerów branży energetycznej. Łącząc wiedzę i wieloletnie doświadczenie ekspertów DISE z dobrymi praktykami wiodących zagranicznych podmiotów sektora energii organizujemy wyjazdy studyjne mające na celu poznanie najnowszych rozwiązań technicznych w obiektach infrastruktury energetycznej na świecie (m.in. morskie farmy wiatrowe, terminale gazowe czy instalacje wodorowe). Wartością organizowanych wyjazdów studyjnych jest transfer wiedzy podczas prowadzonych seminariów i poznanie najnowszych technologii oraz doświadczeń z eksploatacji infrastruktury. Prowadzimy także warsztaty i szkolenia dla najmłodszych celem zwiększania poziomu świadomości społecznej w zakresie energii odnawialnej, prosumeryzmu i odpowiedzialnego zarządzania energią (m.in. zajęcia w klastrach energetycznych). Pozostajemy w przekonaniu, że nasze działania zmieniają oblicze polskiej energetyki na lepsze i inicjują pożądane zmiany prawne dla inwestycji energetycznych z myślą o przyszłych pokoleniach.

[www.dise.org.pl](http://www.dise.org.pl)

**Od gazu ziemnego do biometanu**  
Dekarbonizacja polskiego gazownictwa



Wrocław, Wrzesień 2024  
ISBN: 978-83-959718-6-0

