

CZY JESTEŚMY GOTOWI NA BOOM BIOMETANOWY?

Raport 2026



Raport powstał z inicjatywy



Unia
Producentów i Pracodawców
Przemysłu
Biogazowego i Biometanowego



Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne
Inżynierów i Techników
Przemysłu Naftowego i Gazowniczego

we współpracy z Partnerami Branżowymi



Polska Grupa
Biogazowa



Czy jesteśmy gotowi na boom biometanowy

Raport 2026

Warszawa, 2026

AUTOR WIODĄCY

Kamil Klejna

RADA PROGRAMOWA

Piotr Dziadzio

Tomasz Kajdan

Maciej Radziwiłł

Beata Wiszniewska

Krzysztof Zamasz

Artur Zawisza

ZESPÓŁ MERYTORYCZNY

Wacław Bilnicki

Igor Bogusz

Łukasz Grabowski

Wojciech Jasik

Karolina Palacz

Sławomir Piwowarski

Krzysztof Pokładecki

Łukasz Rosik

Bartosz Wąsikowski

Aleksander Zawisza

Anna Zdyb

PARTNERZY MERYTORYCZNI I FINANSOWI

Neo Bio Energy

Polska Grupa Biogazowa

Veolia

PARTNER MERYTORYCZNY

Biowatt

Spis treści

Słowo wstępne ze strony branży energetyczno-paliwowej	5
Słowo wstępne ze strony branży naftowo-gazowniczej	7
Executive summary	9
1. Punkt wyjścia: rynek, regulacje, projekty	12
1.1 Rynek przed przyspieszeniem	12
1.2 Stan rynku	12
1.3 Regulacje a strona podaźowa	16
1.4 Popyt i kanały zbytu biometanu	18
1.5 Pipeline inwestycyjny	23
2. Wykonawcy, technologia, krajowy komponent: kto i z czego buduje biometan w Polsce	27
2.1. Wprowadzenie	27
2.2. Baza wykonawców i dostawców technologii – Polska i zagranica	28
2.3. Wstępna matryca krajowego komponentu wg kategorii kosztowych	29
2.4. Krajowy komponent w wymiarze eksploatacyjnym	34
3. Skala przyszłego rynku i nakładów do 2040 roku	35
3.1 Skala przyszłego rynku jako implikacja polityki energetycznej	36
3.2 Scenariuszowy model liczby instalacji	39
3.3 Porównanie z planami rozwoju biogazu i biometanu w wybranych krajach UE	44
4. Rekomendacje	47
4.1. Wskazać kierunek rozwoju i nadać mu tempo możliwe do zrealizowania	47
4.2. Przełożyć trajektorię na wdrożenie i obowiązki wolumenowe	48
4.3. Wypracować wspólne standardy i interpretacje rynku w istniejących formatach dialogu	51
4.4. Ograniczyć wymagania generujące nieproporcjonalne koszty	53
4.5. Zwiększyć dostęp do sieci	55
4.6. Wykorzystać potencjał elastyczności biogazu	58
4.7. Zbudować zaplecze wiedzy i drogę od badań do wdrożenia	59
4.8. Zbudować zdolność ofertową polskich firm w kraju i za granicą	62
Zakończenie	66
Referencje	69
Załącznik 1. Baza wykonawców i dostawców technologii	72
Załącznik 2. Planowane nakłady inwestycyjne według branż i wariantów [mld zł]	75
Zespół autorski	76

Słowo wstępne ze strony branży energetyczno-paliwowej

Polska stoi dziś przed wyjątkową szansą w kontekście rozwoju i transformacji. Dysponujemy jednym z największych w Europie potencjałów surowcowych do produkcji biometanu, szacowanym przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju na minimum 3,2 miliarda m³ rocznie. Przez lata potencjał ten pozostawał niewykorzystany. Dziś, dzięki zmianom regulacyjnym z lat 2023-2025 i przyjętemu Krajowemu Planowi w dziedzinie Energii i Klimatu, rynek wchodzi w fazę rzeczywistego przyspieszenia inwestycyjnego.

Wraz z istniejącą od 2012 roku Unią Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego i Biometanowego, ekspertami ze Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego oraz czołowymi menedżerami z firm: Biowatt, Polska Grupa Biogazowa i Neo Bio Energy oddajemy w Państwa ręce raport "Czy jesteśmy gotowi na boom biometanowy?". Czynimy to w przekonaniu, że jego wartość leży nie w optymizmie, lecz w rzeczywistej diagnozie. Pokazujemy, gdzie Polska ma przewagi, gdzie czekają nas wąskie gardła, i co trzeba zrobić, aby potencjalny boom biogazowo-biometanowy przyniósł gospodarce trwałą wartość. Jako Grupa Veolia w Polsce z dumą dołączyliśmy do prac nad publikacją wierząc, że działania rynkowe i decyzje gospodarcze oparte być muszą na solidnych podstawach analitycznych.

Dla Grupy Veolia w Polsce biogaz i biometan to naturalne przedłużenie strategii GreenUp. Wymagania środowiskowe wynikające z dyrektyw europejskich wymuszają na przedsiębiorstwach ciepłowniczych podjęcie zdecydowanych działań. Biometan, jako paliwo drop-in mogące zastępować gaz ziemny bez zmian infrastruktury, stanowi dla nas kluczowe rozwiązanie przejściowe między węglem a pełną elektryfikacją. Projekty, które już realizujemy, od współpracy z biogazownią w Leżajsku dostarczającej 25–30% ciepła do miejskiego systemu ciepłowniczego po projekt Szafr w Tarnowskich Górach, gdzie wykorzystujemy m.in. paliwo z lokalnej oczyszczalni ścieków, pokazują, że synergia między biogazem i biomasą jest osiągalna już teraz.

Jak dowodzi raport, realizacja scenariusza przyspieszonej transformacji wymaga czegoś więcej niż listy deklaracji. Polska musi wyeliminować bariery legislacyjne, proceduralne i infrastrukturalne. Z perspektywy firm energetycznych kluczowe jest zapewnienie dostępności biometanu sieciowego. Z perspektywy producentów biogazu głównymi wyzwaniami są wysokie nakłady na przyłączenie, wymagania dotyczące parametrów biometanu oraz ograniczona chłonność sieci gazowych na obszarach rolniczych, gdzie paliwo jest produkowane. Potrzebujemy systemowego wsparcia: zmian przepisów, współfinansowania przyłączy i budowy punktów zbiorczych zatłaczania biometanu.

Warto podkreślić, że wytwarzanie energii z biogazu oraz biometanu jako gazu odnawialnego, w odróżnieniu od wielu innych źródeł OZE, jest bardziej stabilne i zapewnia większą elastyczność. Pozwala na stopniowe przestawienie się z kopalnego gazu ziemnego na odnawialny biometan bez dodatkowych nakładów inwestycyjnych. Z punktu widzenia producentów ciepła konieczne jest uporządkowanie regulacji, zarówno na poziomie krajowym, jak i unijnym, w zakresie gwarancji pochodzenia i proof of sustainability w kontekście ETS.

Raport pokazuje, że polska baza wykonawcza jest silna w segmentach infrastrukturalnych i budowlanych, ale wymaga wsparcia w specjalistycznych technologiach oczyszczania biogazu i integracji systemowej. Strumień operacyjny biometanowni, pozostający niemal w całości w Polsce, może być stałym źródłem wartości dla lokalnych firm i miejsc pracy. W 25-letnim cyklu ponad jedna piąta wartości trafia bezpośrednio do gmin jako lokalizacji instalacji.

Kluczowy przekaz brzmi: sukces zależy od organizacji rynku, a nie od samego poziomu nakładów. Liczy się terminowość, jakość, konkurencyjność i trwałe kompetencje w Polsce. Szacuje się, że biometan może pokryć realnie 15-20% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny, a niektórzy eksperci wskazują na potencjał sięgający nawet 40-50%. Musimy iść za ciosem już teraz, zanim konkurencja o dostawców, technologie i finansowanie na rynkach europejskich się zaostre.

Oddajemy ten raport jako wkład w debatę publiczną i zaproszenie do współpracy dla wszystkich, którzy chcą budować ten rynek razem z nami i wykorzystać pełnię regionalnego potencjału. Jego pierwsza prezentacja na Green Gas Poland 2026 – VIII Konferencji Biogazu i Biometanu dynamizuje przemysł branżowy i instytucjonalny przed nadchodzącym boomem biometanowym.

prof. Krzysztof Zamasz

Wiceprezes Zarządu i Dyrektor Handlowy Grupy Veolia w Polsce

Słowo wstępne ze strony branży naftowo-gazowniczej

Choć jesteśmy związani z paliwami kopalnymi to transformacja energetyczna jest nam bardzo bliska i szeroko rozumiana branża węglowodorowa w niej uczestniczy, czego przykładem jest udział Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w tak istotnym dokumencie.

Odpowiedzialna transformacja musi uwzględniać takie obszary, które dostarczają bardziej stabilnych niż pogodozależne źródła energii, a takimi są biogaz i biometan. Szczególnie ma to znaczenie w kontekście faktu, że Polska ma jeden z największych w Europie potencjałów rozwoju produkcji tego surowca, ale na dzień dzisiejszy jego stopień wykorzystania jest niewielki. Również sam rynek biometanu i biogazu jako samodzielnego paliwa gazowego dopiero zaczyna się rozwijać.

Możliwość wykorzystania tego potencjału stawia przed Polską ważną szansę we wspomnianym procesie transformacji, ale i zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego oraz stopniowego zastępowania i ograniczania paliw kopalnych. Biometan może przyczynić się również do rozwoju gospodarczego poprzez zagospodarowanie odpadów i rozwój gospodarki obiegu zamkniętego, ale również może stać się obszarem inwestycyjnym dla sektora rolnego. Głównie jednak sektor energetyczny (gazowniczy) powinien przyjaźnie spojrzeć w stronę biometanu i biogazu.

Doświadczenia innych krajów pokazują, że rozwój rynku biogazu i biometanu wymaga znacznie więcej niż odpowiedniej dostępności substratów i korzystnych regulacji. O jego skali decydują również stabilność otoczenia prawnego, dostęp do finansowania, sprawność procesów inwestycyjnych, możliwości przyłączenia do infrastruktury gazowej, dostępność technologii, kompetencje projektowe i wykonawcze oraz zdolność przedsiębiorstw do realizacji dużej liczby inwestycji w krótkim czasie.

To właśnie dlatego podstawowym pytaniem postawionym już w samym tytule Raportu nie powinno być wyłącznie to, ile biometanu Polska może produkować, ale przede wszystkim: czy jesteśmy przygotowani, aby ten potencjał rzeczywiście wykorzystać?

Perspektywa szybkiego rozwoju rynku stwarza bowiem zarówno szanse, jak i nowe ryzyka. Pierwsza fala inwestycji może stać się początkiem budowy krajowego sektora technologicznego i wykonawczego, rozwoju nowych kompetencji oraz trwałych łańcuchów wartości. Może jednak również prowadzić do zwiększonego uzależnienia od zagranicznych technologii, dostawców i wykonawców, jeżeli krajowy rynek nie będzie odpowiednio i z wyprzedzeniem przygotowany do realizacji dużej skali inwestycji.

Od decyzji podejmowanych obecnie zależy więc nie tylko liczba nowych instalacji, lecz również to, jaka część wartości gospodarczej związanej z rozwojem rynku biometanu pozostanie w Polsce.

Oddajemy w Państwa ręce raport, który jest przygotowany wspólnie z przedstawicielami środowiska naukowego, organizacji branżowych oraz przedsiębiorstwami już działającymi w sektorze biogazu i biometanu oraz energetyki. Jego celem nie jest wyłącznie przedstawienie potencjału rozwoju tego rynku. Chcemy przede wszystkim odpowiedzieć na pytanie, czy Polska posiada warunki niezbędne do przejścia od pojedynczych projektów do rynku zdolnego do realizacji inwestycji na dużą skalę.

Raport pokazuje zarówno obszary, w których Polska posiada istotne przewagi, jak i bariery, które mogą ograniczyć tempo rozwoju sektora. Przedstawiony w raporcie został również potencjał rynku, jego obecny stan, uwarunkowania regulacyjne i inwestycyjne, dostępność technologii oraz możliwości budowy krajowych kompetencji i łańcuchów dostaw.

Celem Raportu jest spojrzenie na rozwój biometanu nie tylko jako na kolejny element transformacji energetycznej, lecz również jako na projekt gospodarczy i przemysłowy. Odpowiednio wykorzystany po-

tencjał biogazu i biometanu może stać się źródłem nowych inwestycji, innowacji i miejsc pracy. Wymaga to jednak jasnego kierunku, przewidywalnych warunków rozwoju oraz decyzji, które pozwolą przedsiębiorstwom, inwestorom i wykonawcom przygotować się do skali nadchodzących inwestycji.

Boom biometanowy nie wydarzy się sam. Potencjał musi zostać przekształcony w konkretne projekty, technologie, kompetencje i zdolności wykonawcze, co wyraźnie zostało przedstawione w rozdziale 4. Rekomendacje.

Pytanie, zatem postawione w tytule raportu pozostaje aktualne i zasadnicze: czy Polska jest gotowa na boom biometanowy?

Dr hab. Piotr S. Dziadzio
Wiceprezes Zarządu SITPNIG

Executive summary

Polska ma podstawy, aby wykorzystać okres szybkiego rozwoju biogazu i biometanu nie tylko do zwiększenia produkcji odnawialnej energii, ale również do wzmocnienia krajowego przemysłu, regionów i systemu energetycznego. Skala tej korzyści nie jest jednak przesądzona. Zależy od tego, jak zostanie zorganizowana pierwsza fala inwestycji.

To jest główna perspektywa tego raportu.

Polski rynek biometanu znajduje się dopiero na początku fazy komercyjnej, ale nie powstaje od zera. Może korzystać z kompetencji zbudowanych wokół biogazu, istniejącego zaplecza projektowego i wykonawczego oraz infrastruktury gazowej. Najważniejsze pytanie nie dotyczy więc wyłącznie potencjału produkcji. Dotyczy tego, czy Polska potrafi przełożyć potencjalny wzrost rynku na powtarzalny model realizacji inwestycji oraz jak dużą część tworzonej wartości zatrzyma w krajowej gospodarce.

Raport odpowiada na to pytanie z trzech perspektyw: skali możliwego impulsu inwestycyjnego, zdolności krajowego łańcucha wartości do jego obsługi oraz działań potrzebnych, aby pierwsza fala projektów stworzyła podstawy trwałego rynku.

Potencjalny boom oznacza dziesiątki miliardów złotych inwestycji

Scenariusze analizowane w raporcie nie są prognozą tego, ile instalacji na pewno powstanie. Pokazują, jakiej skali inwestycji i zdolności realizacyjnych wymagałyby różne ścieżki rozwoju sektora.

Według modelu raportu łączne nakłady na nowe instalacje w latach 2026–2040 wynoszą około 30,9 mld zł w scenariuszu WEM i 112,3 mld zł w scenariuszu WAM.

Różnica pomiędzy wariantami jest jednocześnie miarą wyzwania stojącego przed rynkiem. Szybsza ścieżka wymaga nie tylko większego kapitału, ale również znacznie większej dostępności wykonawców, technologii, kadr, infrastruktury i sprawnych procesów inwestycyjnych.

Dlatego scenariusze rozwoju należy czytać jako test zdolności całego rynku do skalowania, a nie wyłącznie jako projekcję przyszłej produkcji.

Polska może przejąć znaczną część wartości inwestycyjnej

Analiza łańcucha wykonawczego pokazuje, że Polska ma już mocną pozycję w wielu elementach niezbędnych do realizacji nowych inwestycji. Dotyczy to przede wszystkim projektowania, budownictwa, konstrukcji, instalacji, elektryki, części automatyki oraz integracji projektów.

Słabsza baza krajowa występuje w węższej grupie technologii specjalistycznych. W pierwszej fazie rozwoju naturalnym modelem będzie więc łączenie krajowego wykonawstwa i integracji ze sprawdzonymi rozwiązaniami dostarczonymi również przez firmy zagraniczne.

Model krajowego komponentu zastosowany w raporcie wskazuje, że z analizowanych nakładów inwestycyjnych 23,3 mld zł w scenariuszu WEM i 82,3 mld zł w scenariuszu WAM może stanowić krajowa wartość dodana. Odpowiada to około 73–75% całego strumienia inwestycyjnego.

Wniosek nie brzmi jednak: należy maksymalizować udział krajowy za wszelką cenę.

Import sam w sobie nie jest problemem. Dostęp do sprawdzonych technologii może ograniczać ryzyko, przyspieszać realizację projektów i zwiększać konkurencję. Istotne jest natomiast to, gdzie koncentruje się zależność od dostaw zagranicznych i czy rynek ma wystarczającą liczbę alternatywnych dostawców.

Analiza pokazuje, że w scenariuszu WAM 93% wartości importu przypada na zaledwie pięć kategorii kosztowych, a 76% na trzy największe: technologię fermentacji, oczyszczanie biogazu i kogenerację.

Oznacza to, że zależność technologiczna nie jest rozłożona równomiernie na cały projekt. Jest skoncentrowana i dlatego można ją świadomie zarządzać.

Celem powinien być więc nie maksymalny krajowy komponent, lecz konkurencyjny i odporny polski łańcuch wartości.

Największa wartość nie kończy się wraz z budową

Nakłady inwestycyjne pokazują tylko pierwszą część ekonomicznego wpływu sektora.

Po uruchomieniu instalacji rozpoczyna się wieloletni strumień wydatków związanych przede wszystkim z substratami, transportem, serwisem, wynagrodzeniami, podatkami i usługami. W znacznie większym stopniu niż specjalistyczne urządzenia są to wydatki zakorzenione w gospodarce krajowej i lokalnej.

Po połączeniu nakładów inwestycyjnych z modelowanym strumieniem eksploatacyjnym raport wskazuje do 2040 roku łączny efekt ekonomiczny nowych instalacji rzędu około 106,9 mld zł w scenariuszu WEM i 300,9 mld zł w scenariuszu WAM. Z tego odpowiednio około 99,3 mld zł i 270,7 mld zł przypada na polską gospodarkę.

To zmienia perspektywę oceny rynku.

Biogazownie i biometanownie nie są wyłącznie jednorazowymi projektami budowlanymi. Po uruchomieniu stają się elementem lokalnej gospodarki, generując przez lata popyt na surowce, pracę i usługi.

Dlatego wartość potencjalnego boomu należy oceniać nie tylko przez liczbę instalacji czy wysokość CAPEX, ale przez cały łańcuch wartości tworzony w okresie ich funkcjonowania.

Pierwsza fala inwestycji powinna przygotować rynek do kolejnej

Duża skala potencjalnego rynku nie zmaterializuje się automatycznie.

Projekt przechodzi do realizacji dopiero wtedy, gdy równocześnie można domknąć model przychodów, odbiór produktu, finansowanie, przyłączenie, procedury oraz wykonawstwo. Dlatego rzeczywistą miarą rozwoju rynku będzie nie liczba projektów w przygotowaniu, ale ich konwersja do finalnych decyzji inwestycyjnych i budowy.

Z tego wynika również kierunek rekomendacji raportu.

Potrzebna jest przewidywalna ścieżka rozwoju biogazu i biometanu, którą inwestorzy, wykonawcy, operatorzy i instytucje finansowe mogą uwzględnić w swoich strategiach. Musi jej towarzyszyć rozwój realnego popytu, działające instrumenty wsparcia, sprawne i proporcjonalne procedury przyłączeniowe oraz stopniowe zwiększanie zdolności wykonawczych.

Jednocześnie pierwsze projekty powinny służyć budowaniu referencji, doświadczeń operacyjnych, wiedzy technicznej i powtarzalnych rozwiązań, które zmniejszą koszt i ryzyko kolejnych inwestycji.

W tym sensie sukces pierwszej fali nie powinien być oceniany wyłącznie przez liczbę wybudowanych instalacji, ale również przez jej zdolność do obniżania kosztów i ryzyka kolejnych inwestycji.

Biogaz i biometan powinny wzmacniać polski system energetyczny

Rozwój rynku powinien być powiązany również z rolą, jaką biogaz i biometan mają pełnić w transformacji energetycznej.

Biogaz może pozostać racjonalnym źródłem lokalnej, dyspozycyjnej energii tam, gdzie wykorzystanie go na miejscu jest najbardziej efektywne. Biometan może natomiast wykorzystywać istniejącą infrastrukturę gazową i trafiać do sektorów nadal potrzebujących paliwa gazowego, w tym części przemysłu, ciepłownictwa, transportu oraz dyspozycyjnych źródeł energii.

Oznacza to, że wraz z określaniem skali przyszłego rynku potrzebne jest również określenie roli obu paliw w polskim systemie energetycznym i stworzenie popytu odpowiadającego tej roli.

Czy jesteśmy gotowi na boom biometanowy?

Polska ma mocne podstawy, aby potencjalny boom biogazowo-biometanowy stał się realną szansą gospodarczą.

Posiadamy znaczną część kompetencji potrzebnych do jego obsługi, a wyniki modelu pokazują, że duża część wartości związanej zarówno z budową, jak i późniejszą eksploatacją instalacji może pozostać w polskiej gospodarce.

Pozostaje jednak istotna praca do wykonania. Potrzebne jest przejście od potencjału i projektów do powtarzalnego modelu realizacji inwestycji oraz rozwijanie popytu, infrastruktury, finansowania i zdolności wykonawczych w tempie odpowiadającym zakładanej skali rynku.

Jeżeli pierwsza fala inwestycji zostanie wykorzystana nie tylko do budowy instalacji, ale również do rozwoju polskich przedsiębiorstw, kompetencji, referencji i integracji z krajowym systemem energetycznym, boom może pozostawić po sobie znacznie więcej niż dodatkowe wolumeny odnawialnego gazu.

Może stworzyć trwały i konkurencyjny sektor, zdolny realizować kolejne projekty coraz efektywniej i wykorzystywać zdobyte kompetencje również poza Polską.

1. Punkt wyjścia: rynek, regulacje, projekty

Nowe rynki nie dojrzewają w momencie, gdy pojawia się potencjał, lecz wtedy, gdy projekty zaczynają przechodzić od deklaracji do decyzji inwestycyjnych. W biometanie ten moment dopiero się w Polsce zaczyna. Dlatego punktem wyjścia nie jest pytanie, ile gazu moglibyśmy teoretycznie wyprodukować, ale jak wygląda rynek, na którym inwestor ma dziś podjąć decyzję: co już działa, co pozostaje niepewne i gdzie pojawiają się pierwsze realne ograniczenia skali.

1.1 Rynek przed przyspieszeniem

Biometan istnieje dziś w Polsce w liczbie pojedynczych instalacji. Przy jednym z największych w Europie potencjałów surowcowych to nie jest rynek, lecz jego zapowiedź. Realną bazą pozostaje biogaz: kilkaset pracujących obiektów, ich dostawcy, serwis i doświadczenie eksploatacyjne zbierane od kilkunastu lat. Dysproporcja między tymi dwiema wielkościami wyznacza punkt wyjścia raportu.

W najbliższych latach można oczekiwać zmiany tej proporcji. Przyjęte cele, mechanizmy popytowe i przygotowywane instrumenty wsparcia zapowiadają impuls inwestycyjny o skali nieporównywalnej z dotychczasową, choć znany jest raczej kierunek niż tempo i docelowa struktura rynku. Nawet tak zarysowana perspektywa daje branży kilka lat na przygotowanie, bo mocy wykonawczych, kadr i zaplecza technologicznego nie buduje się w tempie napływających zamówień.

Wysokości nakładów nie da się dziś sprowadzić do jednej liczby; zależy ona od tempa, struktury rynku i kosztów, które ukształtują się po drodze. Bez względu jednak na to, jaka okaże się ich skala, otwarte pozostaje pytanie o to, co po nich zostanie poza samymi instalacjami: jakie kompetencje, firmy, referencje i jaka zdolność do budowania kolejnych projektów, również poza Polską.

Biogaz i biometan mają wspólną większość drogi — ten sam substrat, fermentację, development, roboty budowlane, obsługę lokalną i zagospodarowanie pofermentu. Kompetencje wypracowane przy istniejących instalacjach przenoszą się wprost. Biometan dokłada do tego warstwę, która w przypadku biogazowni nie była wymagana: oczyszczanie, skraplanie, parametry jakościowe gazu i relację z operatorem sieci gazowej.

Dotychczasowy rozwój biogazu pokazuje, jak w praktyce rozkłada się ten podział. Kilkaset zrealizowanych instalacji zbudowało mocną pozycję krajowych firm w robotach budowlanych, montażu, integracji obiektowej i serwisie, natomiast technologia procesowa w znacznej części pochodziła od dostawców zagranicznych. Na wczesnym etapie rynku taki układ jest naturalny i sam w sobie nie stanowi słabości.

Nie jest natomiast układem trwałym. Proporcja między tym, co powstaje w kraju, a tym, co kupowane, przesuwa się wraz ze skalą rynku, jego tempem oraz przewidywalnością warunków, w jakich firmy decydują o inwestowaniu we własne kompetencje. Wraz z rosnącym udziałem projektów biometanowych rośnie waga tego zakresu, w którym krajowa pozycja jest dziś najsłabsza.

Gotowość mierzy się przy tym nie deklaracjami, lecz liczbą projektów przechodzących przez decyzję inwestycyjną. Ta zapada, gdy równocześnie domknięte są przychód, przyłączenie o znanym koszcie i terminie, finansowanie oraz wykonawca zdolny dotrzymać harmonogramu. Każdy z tych warunków jest osiągalny osobno, a tempo całego rynku wyznacza ten, który domyka się najpóźniej.

Którym wariantem pójdzie rynek, pozostaje pytaniem otwartym. Niezależnie od odpowiedzi to, ile z nakładów zostanie w polskich firmach, kadrach i referencjach, rozstrzyga się w decyzjach podejmowanych teraz — zanim rynek biometanu przyjmie swój docelowy kształt.

1.2 Stan rynku

Na koniec 2025 roku polski rynek biogazu obejmował 479 instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 272,0 MW. Strukturę sektora tworzą: 201 biogazowni rolniczych powyżej 50 kW (181,2 MW), 107 instalacji przy oczyszczalniach ścieków (43,0 MW, w tym 2 powyżej 1 MW), 90 instalacji

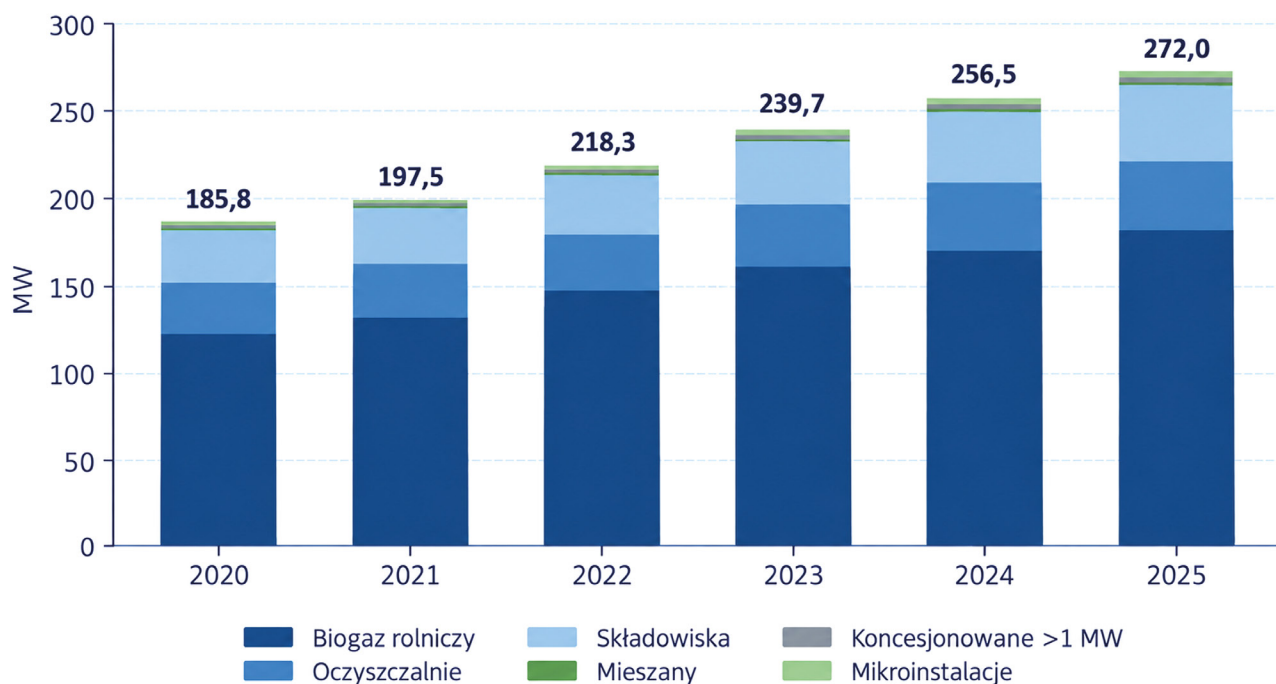
do ujmowania gazu składowiskowego (43,8 MW), 79 mikroinstalacji biogazu rolniczego (2,7 MW) oraz 2 instalacje biogazu mieszanego (1,3 MW). [1] [2] [3] [4] Polska posiada jeden z większych w Europie inwestycyjnych potencjałów surowcowych do produkcji biogazu i biometanu – szacowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju na ok. 3,2 mld Nm³ rocznie [5] – jednak stopień jego wykorzystania pozostaje niewielki, a rynek biometanu jako samodzielnego paliwa gazowego dopiero się tworzy.

Polski rynek biogazu jest zróżnicowany pod względem skali, typu surowca i modelu biznesowego. Można wyróżnić trzy segmenty: biogazownie rolnicze, instalacje przy oczyszczalniach ścieków oraz do ujmowania gazu składowiskowego. Każda z tych grup charakteryzuje się odmienną logiką inwestycyjną, substratową i operacyjną, co ma istotne znaczenie dla oceny potencjału skalowania w perspektywie rozwoju rynku biometanu.

Biogaz rolniczy jest największym segmentem rynku – odpowiada za 201 z 479 instalacji oraz 181,2 z 272,0 MW łącznej mocy zainstalowanej na koniec 2025. [1] W ciągu 2025 roku przybyło 21 nowych obiektów, a moc segmentu wzrosła o ponad 11 MW. Produkcja energii elektrycznej z biogazu rolniczego wyniosła 1 012 GWh w 2024 roku, wobec 919 GWh rok wcześniej. [1] Dominującymi substratami pozostają odpady i uboczne produkty pochodzenia zwierzęcego (UPPZ) oraz z produkcji rolniczej, stanowiące ponad 92% wszystkich surowców wprowadzanych do fermentatorów. [1]

Segment mikroinstalacji biogazu rolniczego (do 50 kWe) obejmuje 79 obiektów o łącznej mocy 2,7 MW. Stanowi to ok. 17% liczby zarejestrowanych instalacji biogazowych w Polsce, ale zaledwie 1,1% łącznej mocy zainstalowanej w segmencie. [3] Mimo dynamiki przyrostu -13 nowych obiektów w 2025 roku – wkład mikroinstalacji w krajowy bilans energetyczny pozostaje marginalny i strukturalnie ograniczony. Jednostkowy koszt budowy w przeliczeniu na MW mocy zainstalowanej jest dla tej klasy obiektów znacząco wyższy niż dla biogazowni średniej skali (0,5–1 MW), a model wsparcia oparty na taryfach gwarantowanych konsumuje środki publiczne nieproporcjonalnie do uzyskiwanego efektu energetycznego.

Wykres 1.1. Moc zainstalowana elektryczna wg pochodzenia biogazu, 2020–2025 (MW)

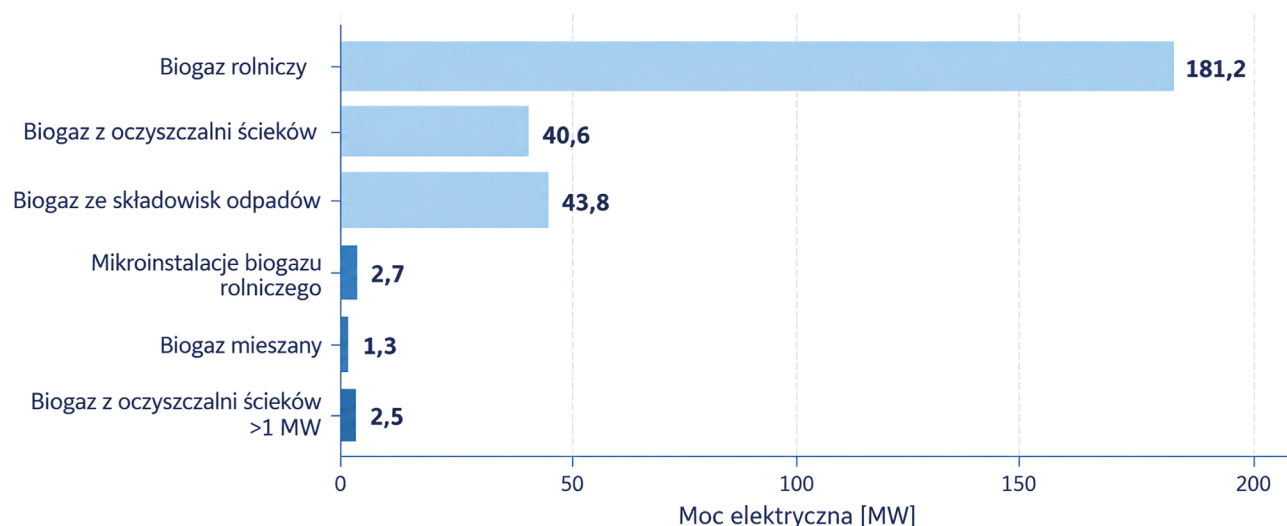


Źródło: opracowanie własne.

Biogaz z oczyszczalni ścieków stanowi drugi największy segment rynku – łącznie 107 instalacji o mocy 43,0 MW: 105 obiektów małej skali (do 1 MW, łącznie 40,6 MW) [2] oraz 2 o łącznej mocy 2,456 MW [4]. W latach 2020–2025 w segmencie małej skali przybyło 25 obiektów (z 80 do 105), z wyraźnym przyspieszeniem w 2023 i 2024 roku. Choć w Polsce działa ponad 4 tys. oczyszczalni ścieków komunalnych i przemysłowych, liczba ta nie odzwierciedla bezpośrednio potencjału rozwoju produkcji biogazu. Znaczną część stanowią bowiem małe obiekty, w których ilość powstających osadów ściekowych jest zbyt niska, aby ich fermentacja i energetyczne wykorzystanie biogazu były ekonomicznie uzasadnione. Instalacje biogazowe koncentrują się przede wszystkim w większych oczyszczalniach, dysponujących odpowiednią ilością osadów oraz infrastrukturą do ich beztlenowej stabilizacji, w szczególności wydzielonymi komorami fermentacyjnymi. W tym segmencie dominuje motyw autokonsumpcji: biogaz jest najczęściej ujmowany i wykorzystywany energetycznie w układach kogeneracyjnych na potrzeby własne oczyszczalni. Ogranicza to zapotrzebowanie na energię elektryczną kupowaną z zewnątrz, zwiększa przewidywalność kosztów operacyjnych oraz zapewnia stabilne źródło ciepła niezbędnego do prowadzenia procesów technologicznych. [6] Znaczenie energetycznego wykorzystania osadów może dodatkowo wzrosnąć wraz z wdrażaniem nowych wymagań dla sektora wod-kan. Udział energii ze źródeł odnawialnych w pokryciu ich zapotrzebowania ma wzrosnąć z 20% w 2030 roku do 40% w 2035 roku, 70% w 2040 roku i 100% w 2045 roku. [7]

Instalacje do ujmowania gazu składowiskowego są trzecim segmentem rynku – 90 instalacji o łącznej mocy 43,8 MW. [2] Dane GUS na koniec 2024 roku wskazują, że w Polsce funkcjonowało 247 składowisk, z których 93,9% było wyposażonych w instalacje odgazowujące, łącznie ok. 232 obiekty. [8] Różnica między tymi liczbami pokazuje, że większość instalacji odgazowujących spala gaz w pochodniach bez wytwarzania energii elektrycznej; łączna produkcja energii elektrycznej z segmentu wyniosła w 2024 roku 129,3 tys. MWh. [8] Segment ten raczej kurczy się strukturalnie – w miarę zamykania składowisk i poprawy selektywnej zbiórki odpadów komunalnych – a brak infrastruktury do oczyszczania biogazu w przeważającej części obiektów oznacza, że potencjał w tym segmencie jest znikomy.

Wykres 1.2. Struktura mocy i łączna moc zainstalowana w krajowych biogazowniach – stan na koniec 2025

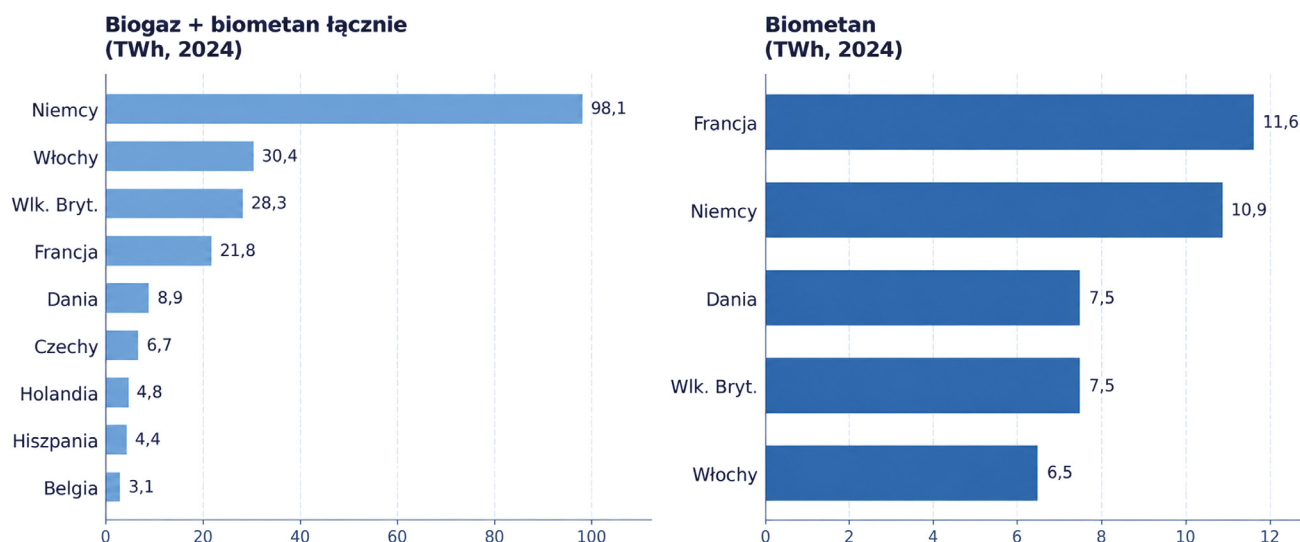


Źródło: opracowanie własne.

Skala europejskiego rynku jest niewspółmiernie większa: w 2024 roku łączna produkcja biogazu i biometanu w Europie wyniosła 22 mld m³ (ekwiwalent ok. 232 TWh), z czego 19 mld m³ pochodziło z państw UE-27 i odpowiadało ok. 6% zapotrzebowania na gaz ziemny w samej Unii Europejskiej. [9] Sam segment biometanu osiągnął 5,2 mld m³ produkcji rocznej i 1 620 instalacji na koniec 2024 roku - 111 więcej niż rok wcześniej - z czego co najmniej 86% obiektów było przyłączonych do sieci gazowej. [9]

Liderami produkcji biometanu w Europie pozostaje pięć państw członkowskich UE (Francja, Niemcy, Dania, Włochy i Holandia) oraz Wielka Brytania, przy czym Francja wyprzedziła niedawno Niemcy na pozycji największego producenta biometanu w UE, opierając swoją dominację na rozbudowanej flocie ponad 730 stosunkowo małych instalacji. [9] Polska, z liczbą 479 instalacji biogazowych, [1] [2] [3] [4] dołączyła do grona 25 europejskich krajów produkujących biometan dopiero we wrześniu 2025 roku, wraz z pierwszym fizycznym wtłoczeniem biometanu do sieci dystrybucyjnej. [9]

Wykres 1.3. Produkcja biogazu i biometanu w wybranych krajach europejskich



Źródło: EBA Statistical Report 2025 [9]

Pierwsze przełomy

Pierwsze instalacje z modułem oczyszczania biogazu pojawiły się dopiero na przełomie 2024 i 2025 roku. Jako projekt pilotażowy, realizowany ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, uruchomiono pod koniec 2024 roku biometanownię w Brodach (woj. wielkopolskie), należącą do Rolniczego Gospodarstwa Doświadczalnego Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu: instalacja o mocy 0,499 MWe produkuje rocznie ok. 650 tys. Nm³ biometanu sprężanego do postaci bioCNG. [10] Instalacja ma wprowadzić charakter demonstracyjny (projekt pokazowy) - dowodząc wykonalności technologicznej i organizacyjnej w Polsce - jednak produkowane w niej paliwo ma już z założenia trafiać do obrotu rynkowego, będąc sprzedawanym komercyjnie jako paliwo transportowe. [10]

Najważniejszym zdarzeniem rynkowym 2025 roku było uruchomienie biometanowni Südzucker Polska przy cukrowni w Strzelinie — pierwszej w Polsce instalacji przyłączonej fizycznie do sieci dystrybucyjnej PSG, z pierwszym wtłoczeniem we wrześniu 2025 r. [11] Na koniec 2025 r. była to jedyna w kraju działająca biometanownia z modułem oczyszczania biogazu i przyłączem do sieci gazowej.

Już w I kwartale 2026 r. do rejestru KOWR dołączyła druga jednostka biometanowa - ORLEN Biometan w Głubowie (woj. warmińsko-mazurskie). Zgodnie z wpisem do rejestru KOWR instalacja ma docelową roczną wydajność blisko 8,5 mln m³ biometanu przy mocy modułu oczyszczania ok. 3,18 MW i jest pierwszą w Polsce biometanownią zintegrowaną z modułem skraplania biometanu do postaci bioLNG [12] [13]. Strzelin i Głubowo sygnalizują przejście rynku w fazę komercyjną, jednak nie tworzą jeszcze ugruntowanej bazy rynkowej: brakuje benchmarku cenowego biometanu, stabilnego mechanizmu wsparcia operacyjnego oraz potwierdzonego modelu bankowania projektów dla niezależnych inwestorów.

Luka przyłączeniowa

Sytuację dobrze ilustruje zestawienie liczby złożonych wniosków o przyłączenie biometanowni do sieci PSG z faktycznym stanem przyłączy. Według stanu na wrzesień 2024 roku do PSG wpłynęło ok. 575 wniosków na łączną moc ok. 384 tys. Nm³/h. [14] Z kolei rok później, według stanu na wrzesień

2025 roku, PSG dysponowała łącznie ok. 970 wydanymi decyzjami (warunkami lub oświadczeniami o możliwości przyłączenia), podczas gdy liczba sfinalizowanych umów o przyłączenie wynosiła zaledwie 12. [11] Dane te potwierdzają, że w 2025 roku ogromnemu zainteresowaniu na etapie proceduralnym nie towarzyszy masowa realizacja inwestycji na etapie kontraktowym.

Na koniec 2025 roku w Polsce funkcjonowało 479 instalacji biogazowych wszystkich typów o łącznej mocy 272,0 MW, [1] [2] [3] [4] z czego instalacja Südzucker Polska w Strzelinie jako pierwsza w kraju wprowadzała do sieci gazowej biometan uzyskany w wyniku oczyszczania biogazu, podczas gdy funkcjonujący w Brodach projekt pilotażowy prowadził równolegle oczyszczanie biogazu, a następnie sprężanie uzyskanego biometanu do postaci bioCNG z przeznaczeniem na sprzedaż do celów transportowych. [10] [11] Drugi obiekt tej klasy (ORLEN Biometan w Głębokim) dołączył do rejestru KOWR w marcu 2026 r. i nie jest ujęty w bilansie 2025 r. [12]

1.3 Regulacje a strona podaźowa

Otoczenie regulacyjne biometanu przeszło w ostatnich dwóch latach głębszą zmianę niż w całej poprzedniej dekadzie. Nowelizacja z 2025 roku przeniosła wytwarzanie biometanu do ustawy o OZE,[15] od 2024 roku działa system gwarancji pochodzenia,[16] a projektowana nowelizacja zapowiada aukcyjne wsparcie dla instalacji wytwarzających powyżej 20 GWh biometanu rocznie, co odpowiada ekwiwalentowi mocy zainstalowanej powyżej 1 MWel.[17] Część tych rozwiązań już obowiązuje, część pozostaje projektem – i ta różnica decyduje, na czym inwestor może oprzeć decyzję, a co jest jeszcze obietnicą.

Kierunek polityki państwa

Punktem odniesienia dla kierunku rozwoju rynku jest Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK), przyjęty przez Radę Ministrów 8 czerwca 2026 roku i przekazany Komisji Europejskiej, oraz PEP2040.[18] Kierunki strategiczne (w tym KPEiK) promują rozwój infrastruktury w sposób uwzględniający biometan, wskazując jednocześnie, że paliwo to, przy zachowaniu odpowiedniej jakości, może być mieszane z gazem ziemnym i transportowane sieciami w praktycznie dowolnych proporcjach. Dla operatorów oznacza to prawny i techniczny obowiązek uwzględniania planowanych biometanowni w ich własnych planach rozwoju sieci.

Ramy unijne wyznacza dyrektywa RED III, podnosząca cel udziału OZE do 42,5% do 2030 roku i zaostreżająca kryteria zrównoważoności.[19] Wprowadzony nią obowiązek sektorowy w transporcie z podcelem dla zaawansowanych biokomponentów może wzmacniać przesłanki popytu na biometan spełniający kryteria zrównoważoności, choć o skali zdecyduje implementacja krajowa. Ten popyt jest fundamentem przychodów, na których opiera się system wsparcia podaży.

Reżim prawny i rejestry

Pierwszym warunkiem powstania projektu jest reżim prawny nie tylko klarowny, ale i stabilny w czasie. Nowelizacja ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych od 1 kwietnia 2025 roku przeniosła wytwarzanie biometanu do ustawy o OZE.[15] Staje się ona podstawowym punktem odniesienia, choć wykorzystanie produktu w transporcie nadal wymaga uwzględnienia regulacji paliwowych i mechanizmu NCW. Ten porządkujący skutek jest fundamentem spójnego systemu wsparcia i certyfikacji.

Od strony ewidencyjnej rynek opiera się na rejestrach działalności regulowanej: Prezes URE prowadzi rejestr wytwórców biogazu innego niż rolniczy, a KOWR rejestr producentów biogazu rolniczego. [20][12] W 2024 r. do ustawy OZE wprowadzono rozszerzony system gwarancji pochodzenia, obejmujących także biometan, których rejestr prowadzi Towarowa Giełda Energii; stanowią one poświadczenie dla odbiorcy końcowego o odnawialnym pochodzeniu energii, przy czym nie wynikają z nich prawa majątkowe, a ich przekazanie jest niezależne od fizycznej trasy gazu w sieci. W przyszłości gwarancje pochodzenia biometanu wydane w Polsce mają być rejestrowane w unijnej bazie UDB. [16]

System wsparcia

Sam mechanizm wsparcia operacyjnego opiera się dziś na systemie dopłat do ceny rynkowej (FiP) dostępnym wyłącznie dla najmniejszych instalacji, do 1 MW.[21] Nie jest on dostosowany do skali projektów sygnalizowanych w pipeline, w którym dominują instalacje 1–5 MW.[22] Dla większości projektów deweloperskich to kluczowa luka systemowa, którą ma zamknąć dopiero projektowany aukcyjny system wsparcia.

Projektowana nowelizacja ustawy o OZE (UD332) przewiduje aukcyjny system wsparcia dla instalacji powyżej 1 MW, oparty na kontrakcie różnicowym i cenach referencyjnych według przedziałów mocy; aukcje ogłasza i rozstrzyga Prezes URE.[17] Okres wsparcia sięga 20 lat, pod warunkiem rozpoczęcia produkcji w ciągu 4 lat od rozstrzygnięcia, a według OSR ma objąć produkcję rzędu 300 mln m³ rocznie.[23] To przejście z modelu kogeneracyjnego do modelu dedykowanego biometanowi jako samodzielnemu paliwu gazowemu.

Ta sama nowelizacja upraszcza dostawy gazociągami bezpośrednim: w miejsce zgody Prezesa URE wprowadza obowiązek poinformowania go w terminie 30 dni od rozpoczęcia dostaw biogazu lub biometanu.[17] Dla części projektów to rozwiązanie ekonomicznie efektywniejsze niż przyłącze do sieci dystrybucyjnej, zwłaszcza przy krótkim dystansie do odbiorcy przemysłowego, gdy budowa pełnego przyłącza dystrybucyjnego byłaby nieproporcjonalna do skali dostaw.

Obok wsparcia operacyjnego działa warstwa wsparcia inwestycyjnego. Od maja 2026 roku NFOŚiGW prowadzi z Funduszu Modernizacyjnego nabór dla budowy biometanowni i ich przyłączania do sieci, z dotacją do 45% kosztów kwalifikowanych i budżetem pierwszego naboru 300 mln zł w ramach programu o łącznej puli 800 mln zł.[24] Dla projektów deweloperskich oznacza to możliwość obniżenia nakładów początkowych, łączoną z przyszłym wsparciem aukcyjnym na zasadzie kumulacji.

Ryzyko i harmonogram

Trudności z pobudzeniem podaży za pomocą samego mechanizmu aukcyjnego mają charakter trwały, a nie incydentalny. Koszyki dedykowane biogazowi pozostawały nierozstrzygnięte także w latach wcześniejszych, a problem ten powtórzył się również w ostatnich aukcjach OZE w 2024 i 2025 roku, kiedy w koszykach AZ/1–AZ/3 ponownie zabrakło wymaganego minimum trzech ważnych ofert. [25] Aukcje biometanowe to inny mechanizm, ale powtarzalność tych niepowodzeń jest sygnałem, że parametry przyszłych aukcji muszą uwzględniać odmienną strukturę kosztów, ryzyka substratowe i warunki przyłączeniowe biogazu i biometanu, a nie być przenoszone z aukcji dla innych technologii.

Najważniejszym ryzykiem regulacyjnym pozostaje sama ścieżka wejścia w życie przepisów biometanowych. Pierwotnie powiązano je w projektowanej nowelizacji z regulacjami dla lądowej energetyki wiatrowej, które wcześniej nie weszły w życie, co groziło opóźnieniem całego pakietu. W maju 2026 roku przepisy wiatrowe wydzielono z projektu, ograniczając ryzyko opóźnienia regulacji dla biogazu i biometanu.[17][26] Sejm uchwalił nowelizację 4 września 2026 r.; termin pierwszej aukcji zależy jeszcze od zakończenia procesu legislacyjnego i wydania aktów wykonawczych.[27]

Drugim wyzwaniem jest wydanie aktów wykonawczych — przede wszystkim cen referencyjnych i standardów jakościowych gazu — oraz uzyskanie zgody Komisji Europejskiej na system pomocy publicznej.[17] Dochodzi do tego przepustowość samego regulatora: skupienie funkcji rejestrowej, aukcyjnej i rozliczeniowej w jednym organie sprawia, że zdolności proceduralne URE same w sobie stają się jednym z warunków terminowego uruchomienia systemu.

Osobną warstwę ryzyka tworzą warunki przyłączenia i wymogi jakościowe gazu zatłaczanego do sieci, które podnoszą nakłady i różnicują ekonomikę projektów w zależności od lokalizacji. Dopóki akty wykonawcze, zgoda Komisji i kwestie sieciowe nie zostaną domknięte, moment pierwszej aukcji — a tym samym FID dla najbardziej zaawansowanych projektów — pozostaje nieprzewidywalny.

Co napędza i hamuje podaż

Po stronie podażowej rynek napędza dziś przede wszystkim perspektywa aukcyjnego systemu wsparcia projektowanego dla instalacji powyżej 1 MW, uzupełniana dostępnym już wsparciem inwestycyjnym z Funduszu Modernizacyjnego. Uzupełniają go wdrożone mechanizmy popytowe – NCW, FuelEU Maritime, ETS 1 oraz ETS2 (od 2028) – których wspólnym skutkiem jest tworzenie strumienia przychodów, bez którego system wsparcia podaży pozostaje niekompletny.

Bariery układają się w sekwencję, którą projekt musi pokonać na drodze od prawa do decyzji inwestycyjnej. Najpierw niepewność kształtu aukcji i brak kompletu rozporządzeń wykonawczych uniemożliwiają wycenę przyszłych przychodów.[17] Następnie ograniczenie FiP do najmniejszych instalacji pozostawia większość pipeline’u bez działającego wsparcia,[22] a brak zainteresowania aukcjami AZ/1–AZ/3 podważa zaufanie do mechanizmu.[25] Kluczowym wyzwaniem na obecnym etapie rozwoju pozostają procedury administracyjne, gdyż zdecydowana większość zidentyfikowanego wolumenu produkcyjnego wciąż znajduje się na początkowym etapie postępowań środowiskowych.

1.4 Popyt i kanały zbytu biometanu

Strona podażowa rynku biometanu przyciąga dziś w Polsce większość uwagi inwestorów i mediów, ale bez solidnej strony popytowej projekty pozostaną na etapie decyzji warunkowych. Cena surowca, harmonogram aukcji czy tempo wydawania pozwoleń mają znaczenie wtórne wobec pytania, kto, po jakiej cenie i w jakim horyzoncie kupi biometan. Odpowiedź na to pytanie jest jednym z kluczowych warunków bankowalności pierwszej fali komercyjnych biometanowni.

Popyt na biometan w Polsce kształtuje się w kanałach o różnym horyzoncie dojrzałości i warto rozdzielić go na dwie warstwy. Krótkoterminowo realny popyt tworzą mechanizmy działające już dziś: NCW w transporcie drogowym, FuelEU Maritime w żegludze oraz korporacyjne kontrakty offtake. Docelowo, w średnim i długim horyzoncie, główny wolumen ma przejąć ciepłownictwo systemowe, bilansowanie KSE oraz przemysł i pozostałe sektory trudne do elektryfikacji.

Ten podział ma bezpośrednie znaczenie dla finansowania. Pierwsza fala projektów może opierać się na popycie regulacyjnym UE i kontraktach korporacyjnych, zanim krajowa wizja popytowa określona w KPEiK dojrzeje w praktyce. Żaden z kanałów nie działa dziś w pełnej skali, dlatego o bankowalności decyduje nie istnienie popytu w ogóle, lecz to, który kanał da się zakontraktować na warunkach akceptowalnych dla finansującego.

Transport drogowy: NCW jako pierwszy krajowy mechanizm popytowy

Transport drogowy jest obecnie najbardziej zaawansowanym regulacyjnie kanałem wykorzystania biometanu w Polsce. Na mocy nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z 21 lutego 2025 r. biometan został włączony do katalogu paliw uwzględnianych przy realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW). Biometan, w tym wprowadzony do sieci gazowej i następnie dostarczony na stacje tankowania jako bioCNG lub bioLNG, może być od 1 stycznia 2026 r. zaliczany przez podmioty zobowiązane na poczet realizacji NCW. [15]

Trajektoria NCW przewiduje wzrost z 9,2% w 2025 roku, przez 10% w latach 2026–2029, do 14,9% od 2030 roku.[28] Dla wytwórcy biometanu oznacza to pierwszy realny mechanizm, który kotwiczyc cenę powyżej ceny gazu ziemnego dzięki wartości certyfikatu rozliczeniowego. Wielkość tego marginesu zdecyduje, czy kanał transportowy pozostanie niszą, czy stanie się masowym odbiorcą biometanu.

W zakresie infrastruktury gazowej dla transportu Polska posiada rozwiniętą sieć stacji LNG i CNG, która w dużej mierze odpowiada wymaganiom określonym w rozporządzeniu AFIR. Sieć stacji LNG wzdłuż korytarzy TEN-T została w dużej mierze rozwinięta jeszcze przed wejściem w życie rozporządzenia AFIR, a Krajowe Ramy Polityki z października 2025 roku potwierdzają, że gęstość istniejącej infrastruktury LNG zaspokaja wymogi AFIR przewidziane na 2025 rok. Natomiast dalszego rozwoju wymaga część infrastruktury CNG, której rozmieszczenie pozostaje mniej równomierne niż w przypadku stacji

LNG. [29] [30] Priorytetem nie jest dziś rozbudowa stacji, lecz zasilenie ich biometanem w miejsce gazu ziemnego.

Wąskim gardłem kanału transportowego pozostaje jednak flota pojazdów gazowych. Według dostępnych danych branżowych flota autobusów CNG w Polsce obejmuje kilkaset pojazdów, wykorzystywanych w kilkunastu miastach, podczas gdy LNG znajduje zastosowanie głównie w transporcie ciężkim, gdzie liczba pojazdów pozostaje niewielka. [14] [31] Udział metanu w strukturze spalania paliw transportowych jest dziś marginalny, a bez wzrostu obu segmentów flotowych popyt na Bio-CNG i Bio-LNG może pozostawać ograniczony wolumenowo niezależnie od poziomu NCW.

Dodatkowe ryzyko dla segmentu lekkiego tworzy konkurencja elektromobilności. AFIR równolegle nakłada na państwa członkowskie obowiązek rozbudowy infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych, w tym punktów ładowania wysokiej mocy wzdłuż sieci TEN-T. [29] W segmencie pojazdów osobowych i lekkich dostawczych obserwowany jest trend przechodzenia w kierunku napędów elektrycznych, wspierany przez rozwój infrastruktury ładowania oraz regulacje unijne dotyczące emisji CO₂. Realna przestrzeń dla Bio-CNG i Bio-LNG koncentruje się więc przede wszystkim w transporcie ciężkim oraz wybranych zastosowaniach flotowych, takich jak transport publiczny czy pojazdy obsługujące gospodarkę odpadami i inne usługi miejskie – segmentach wartościowych, ale ograniczonych w skali.

Transport morski: FuelEU Maritime jako silny bodziec popytowy

Drugim kanałem, którego znaczenie rośnie najszybciej, jest transport morski. FuelEU Maritime, obowiązujący od 1 stycznia 2025 r., wprowadza obowiązek stopniowej redukcji intensywności emisji gazów cieplarnianych energii wykorzystywanej przez statki powyżej 5 000 GT zawijające do portów UE – od poziomu referencyjnego w 2020 r. do ok. 80% redukcji w 2050 r. [32] [33]

Dla armatorów eksploatujących statki zasilane LNG, bio-LNG jest dziś jednym z głównych narzędzi zgodności, a jego nadwyżki zgodności mogą być wykorzystywane w mechanizmie pooling, umożliwiającym wspólne rozliczanie jednostek pływających o różnym poziomie emisji w ramach systemu FuelEU Maritime. Według analiz rynkowych w 2025 r. certyfikaty i premie cenowe związane z bio-LNG w systemie FuelEU Maritime okresowo osiągały poziom powyżej kosztów produkcji, sięgając ok. 1,5x w wybranych transakcjach, a popyt na subsydiowany biometan z surowców odpadowych o ujemnym śladzie GHG przewyższał dostępną podaż. [34]

W scenariuszu pełnej dekarbonizacji sektora morskiego poprzez bio-LNG zapotrzebowanie mogłoby osiągnąć poziom ponad 12 mld m³ rocznie do 2050 r., co odpowiadałoby znaczącej części celu REPowerEU (35 mld m³ biometanu w 2030 r.); w bardziej realistycznych wariantach mieszanki paliwowej zakres jest niższy, ale i tak liczony w mld m³. [33] [35] Według analiz rynkowych globalna dedykowana zdolność produkcyjna i logistyczna bio-LNG pozostaje ograniczona i szacowana jest na ok. 0,15 mld m³ (stan na 2024 r.). [33] Dla polskiego producenta oznacza to realny, eksportowalny kanał zbytu, warunkowany jednak dostępem do portu zdolnego do bunkrowania bio-LNG – obecnie głównie przez terminale w Rotterdamie, Zeebrugge, Świnoujściu lub Gdańsku w perspektywie rozbudowy.

Ciepłownictwo systemowe: presja ETS1 i EED już dziś, ETS2 jako opóźniony impuls

Trzeci kanał – ciepłownictwo systemowe – działa pod presją kilku równoległych impulsów regulacyjnych. Są to koszty ETS1, zaostrzające się kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego (dyrektywa EED) oraz wymogi Taksonomii UE. System ETS2, rozszerzający handel uprawnieniami na kolejne sektory, dołączy do tej wiązki z opóźnieniem – na mocy rozporządzenia z 2026 r. jego start odroczono z 2027 r. na 2028 r., poprzez zastosowanie przewidzianego w samej dyrektywie mechanizmu bezpieczeństwa. [36][37].

Systemem ETS1 objęte są co do zasady instalacje spalania paliw o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW, jednak dyrektywa wyłącza z tego systemu jednostki, w których ponad 95% emisji w 5-letnim okresie rozliczeniowym pochodzi ze spalania zrównoważonej biomasy, w tym

biometanu. [38]. Malejąca pula uprawnień i presja cenowa EUA podnoszą koszt ciepła z paliw kopalnych i wzmacniają bodźce do sięgania po paliwa zeroemisyjne, w tym biometan – zwłaszcza tam, gdzie dodatkowy koszt można ująć w taryfie, finansowaniu publicznym lub kontrakcie z odbiorcą. Równolegle dyrektywa EED (prace nad wdrażającym ją projektem UC121 pozostawały w toku na dzień oddania raportu, mimo upływu terminu transpozycji w październiku 2025 r.) zaostrza progi udziału OZE i ciepła odpadowego, od których zależy status efektywnego systemu, a wraz z nim dostęp do finansowania publicznego i możliwość rozbudowy sieci [39]. Biometan spalany w istniejących jednostkach gazowych energetyki zawodowej – przy dostępności certyfikowanego wolumenu – stanowi jedną z najszybszych i optymalnych kapitałowo ścieżek spełnienia tych wymogów, bez wymiany wybudowanego majątku na technologie w pełni zelektryfikowane.

Trzecim impulsem jest Taksonomia UE [40]. Zgodność z nią nie gwarantuje tańszego kapitału, ale w rosnącym stopniu decyduje o kwalifikowalności projektów modernizacyjnych do zielonego finansowania i o klasyfikacji ekspozycji w portfelach banków. Stabilny udział biometanu w miksie paliwowym może wspierać taksonomiczną kwalifikację wytwarzania ciepła – przy spełnieniu technicznych kryteriów kwalifikacji i zasady DNSH [41] – co może się przełożyć się na lepszą bankowalność programów modernizacyjnych.

Wpływ ETS2 bywa trudny do precyzyjnego modelowania ze względu na wciąż kształtujące się krajowe plany i instrumenty osłonowe (w ramach Społecznego Funduszu Klimatycznego) oraz niepewność co do ostatecznej skali przenoszenia kosztów emisji na odbiorców końcowych. Dla ciepłownictwa kluczowe jest jednak to, że system obejmie paliwa spalane w mniejszych źródłach ciepła pozostających dziś poza ETS1 – koszt uprawnień, rozliczany w modelu upstream przez dostawców paliw, będzie przenoszony na ceny gazu, rozszerzając presję kosztową na ten segment wytwarzania i stopniowo zmniejszając część luki kosztowej względem biometanu [42]. U części odbiorców przemysłowych i komunalnych wzmacnia to uzasadnienie dla wcześniejszego zabezpieczania wolumenów w wieloletnich kontraktach offtake.

Rolę „anchor offtaker” biometanu ciepłownictwo systemowe może pełnić przede wszystkim w systemach już wykorzystujących paliwa gazowe i kogenerację gazową oraz – docelowo – w systemach przechodzących konwersję z węgla na gaz. Jest to segment o znaczącym potencjale: w 2024 r. paliwa węglowe stanowiły wciąż 57,4% całkowitej energii chemicznej paliw zużywanych do produkcji ciepła systemowego w Polsce, a paliwa gazowe 15,2% [43]. Systemy te łączą stabilny wolumen, długi horyzont operacyjny aktywów, istniejącą lub budowaną infrastrukturę gazową i bezpośrednią ekspozycję na ETS1 oraz EED, co przekształca wolumeny biometanu w narzędzie zgodności regulacyjnej. Pozytywnie efektywnych systemów ciepłowniczych dodatkowo wzmacnia standard budynków zeroemisyjnych (EPBD): zasilanie z takiego systemu spełnia wymogi stawiane nowym budynkom, co stabilizuje długoterminowy popyt na ciepło sieciowe [44]. Jednym z kluczowych warunków materializacji popytu na biometan pozostaje zaadresowanie spreadu względem gazu ziemnego – w taryfach, zielonych zamówieniach samorządowych lub kontraktach offtake – przy czym uznanie premii biometanowej w kosztach uzasadnionych taryfy wymaga jednoznacznej podstawy regulacyjnej.

Przemysł i odbiorcy korporacyjni: offtake na własny ślad węglowy

Czwarty kanał – przemysł i odbiorcy komunalni – bazuje przede wszystkim nie na obliżu ilościowym, lecz na własnych celach emisyjnych odbiorców. Biometan pełni tu rolę substytutu „drop-in” gazu ziemnego (paliwa wprowadzanego bezpośrednio, bez modyfikacji urządzeń) w procesach hard-to-abate, takich jak ciepło wysokotemperaturowe, wytwarzanie pary, suszenie czy kogeneracja przemysłowa. Według analiz McKinsey koszt całkowity biometanu wykorzystywanego do produkcji ciepła przemysłowego może wynosić ok. 70 EUR/MWh, wobec ok. 150 EUR/MWh dla rozwiązań opartych na wodorze, przy przyjętych założeniach modelowych. [45]

Jednym z najczęściej wykorzystywanych narzędzi zabezpieczenia dostaw jest umowa typu Biomethane Purchase Agreement (BPA) – wieloletni kontrakt zbytu (offtake) biometanu po stałej cenie, analogiczny do PPA w segmencie elektrycznym, ale z odmienną logiką biznesową. [46] W przeciwieństwie do

wielu umów PPA, które koncentrują się na zabezpieczeniu ceny energii elektrycznej, BPA służą przede wszystkim zapewnieniu długoterminowej dostępności odnawialnego gazu oraz związanych z nim korzyści emisyjnych. Zawarte w UE BPA dają już realne benchmarki parametrów dla polskich uczestników rynku. Wybrane kontrakty z 2024 roku ilustrują przykładowy zakres wolumenów, długości i odbiorców końcowych.

Tabela 1.1. Wybrane Biomethane Purchase Agreements zawarte w UE

Strony	Długość	Wolumen	Sektor / lokalizacja
Engie-BASF	7 lat	2,7–3,0 TWh łącznie	Chemia – Ludwigshafen (DE), Antwerpia (BE)
Engie-Sanofi	6 lat	1,3 TWh	Farmacja – zakłady krajowe (FR)
Engie-Sanofi	10 lat	110 GWh	Farmacja – Lyon (FR)
Edison-Kanadevia Inova	15 lat	~3 mln Nm ³ /rok	Odbiór hurtowy – biometanownia rolnicza, Cuneo (IT)

Źródło: opracowanie własne.

Z analizowanych przykładów wynika powtarzalna struktura: wolumeny od około 100 GWh do kilku TWh, długość od 6 do 15 lat, istotna rola podmiotów pośredniczących, takich jak ENGIE czy Edison, w organizacji dostaw pomiędzy producentami biometanu a odbiorcami końcowymi. Rynek BPA w Europie rozwija się w trzech strukturach: fizycznej dostawie z certyfikatami („mass balance”, czyli bilans masowy), kontrakcie wirtualnym z rozliczeniem finansowym oraz zakupie samych certyfikatów oddzielonych od dostawy fizycznej („unbundled” lub „book-and-claim”). [46] Dla polskiego producenta elastyczność tych struktur otwiera rynek ogółouropejski – pod warunkiem interoperacyjności certyfikatów i zharmonizowanej bazy danych, o czym niżej.

Gwarancje pochodzenia: rozliczenie wartości środowiskowej

Czynnikiem łączącym wszystkie kanały popytu jest sposób rozliczenia wartości środowiskowej biometanu. Gwarancja pochodzenia (GO) oddziela atrybut środowiskowy od fizycznego przepływu gazu i może stanowić podstawę do wykazywania wykorzystania odnawialnego gazu w wybranych systemach raportowania emisji, natomiast PoS (Proof of Sustainability) potwierdza zgodność paliwa z kryteriami zrównoważoności określonymi w RED III. [19] GO nie tworzy jednak popytu samodzielnie: jej wartość zależy od tego, czy jest akceptowana przez konkretnych odbiorców i uznawana w systemach raportowania emisji.

W praktyce trzeba wyraźnie rozdzielić trzy warstwy: gwarancje pochodzenia (GO), potwierdzenia zrównoważoności (PoS) oraz unijny system śledzenia transakcji paliw odnawialnych (Union Database for Biofuels, UDB). [47] UDB obejmuje traceability paliw odnawialnych, w tym biometanu wtłaczanego do sieci, ale ma też ograniczać ryzyko podwójnego liczenia oraz nadużyć w łańcuchu dostaw.[48]

Nie eliminuje ona krajowej warstwy prawno-instytucjonalnej systemu gwarancji pochodzenia ani zasad wzajemnego uznawania GO między państwami członkowskimi, ale w odniesieniu do odnawialnych gazów przewiduje istotne powiązanie z systemem GO: gwarancje pochodzenia wydane dla partii odnawialnego gazu powinny być przenoszone do UDB w momencie rejestracji tej partii w bazie i po takim przeniesieniu nie powinny być przedmiotem obrotu poza UDB.[49]

W Polsce model ten pozostaje w fazie dostosowywania. Obecnie gwarancje pochodzenia są wydawane w krajowym reżimie ustawy o OZE, przy istotnej roli Prezesa URE oraz rejestru gwarancji pochodzenia; gwarancja pochodzenia jest wydawana w postaci elektronicznej i przekazywana do rejestru gwarancji pochodzenia.[16] Przewidywana jest dalsza przebudowa systemu, w tym przeniesienie kompetencji w zakresie wydawania gwarancji pochodzenia do operatora rejestru – Towarowej Giełdy Energii S.A. – oraz rozszerzenie funkcjonowania systemu na rynki międzynarodowe.[50] Dlatego jedną z kluczowych luk praktycznych pozostaje nie samo istnienie podstaw prawnych, lecz operacyjne spięcie krajowego systemu GO, zasad ich uznawania i obrotu oraz mechanizmów UDB w sposób, który

pozwole uczestnikom rynku bezpiecznie kontraktować wolumeny biometanu w horyzoncie 10–15 lat.

Z perspektywy finansującego samo istnienie popytu nie wystarcza do podjęcia decyzji inwestycyjnej. Bankowalność wymaga jednoczesnego spełnienia czterech warunków: przewidywalnego odbiorcy, akceptowalnego horyzontu kontraktu, wiarygodnego mechanizmu ceny oraz rozpoznawalnego standardu certyfikacji i GO. Niepewność dotycząca uznawalności certyfikatów, warunków kontraktowych lub stabilności przychodów może zwiększać postrzegane ryzyko projektu, a tym samym wpływać na koszt kapitału lub utrudniać podjęcie finalnej decyzji inwestycyjnej (FID).

Krajowa wizja popytowa według KPEiK

Przyjęty przez Radę Ministrów 8 czerwca 2026 r. KPEiK, opracowany przez Ministerstwo Energii, wskazuje wykorzystanie biometanu przede wszystkim w sektorach wykorzystujących paliwa gazowe, w tym w elektroenergetyce, kogeneracji i ciepłownictwie systemowym, przy mniejszym nacisku na sektor transportowy. [18] W scenariuszu aktywnej transformacji (WAM) krajowy biometan ma pokryć ok. 4% zapotrzebowania na paliwo gazowe w 2030 r. i niemal 17% w 2040 r., osiągając pełny potencjał ekonomiczny rzędu 3 mld m³ rocznie. [51]

Na podstawie założeń KPEiK można wyróżnić trzy główne obszary potencjalnego wykorzystania biometanu o różnym horyzoncie rozwoju. Pierwszy to dyspozycyjne źródła gazowe bilansujące pogodozależne OZE – elektrownie szczytowe i kogeneracja zasilane gazami zeroemisyjnymi, w tym biometanem. Drugi to ciepłownictwo systemowe, w którym od ok. 2035 r. rośnie zastępowanie gazu ziemnego gazami zdekarbonizowanymi. W KPEiK większy nacisk położono na wykorzystanie biometanu w sektorach energetycznych i ciepłowniczych niż na jego wykorzystanie w transporcie. [18]

Różnica między scenariuszami KPEiK jest jakościowa, nie tylko ilościowa. Scenariusz WEM utrzymuje rynek na poziomie znacznie niższym, podczas gdy scenariusz WAM zakłada uruchomienie pełnego potencjału ekonomicznego do 2040 r. pod warunkiem wykreowania popytu poprzez minimalny udział biometanu w sieci gazowej lub w ciepłownictwie systemowym. [51] Rozdźwięk między szybko dojrzewającymi unijnymi kanałami popytu a wolniej materializującymi się krajowymi mechanizmami oznacza, że pierwsza fala projektów biometanowych będzie opierać się przede wszystkim na już działających lub najbliższych driverach regulacyjnych i kontraktowych – takich jak NCW, FuelEU Maritime oraz umowy korporacyjne – podczas gdy wpływ ETS2 pozostaje odłożony i niepewny. Nie oznacza to jednak, że ciepłownictwo czeka wyłącznie na ETS2: sektor już dziś jest pod presją ETS1, wymogów EED oraz kryteriów finansowania i modernizacji. Szersza absorpcja biometanu w ciepłownictwie oraz jego rola w zapewnianiu elastyczności KSE będą jednak zależeć od wdrożenia KPEiK i krajowych mechanizmów rynkowych, które przełożą potrzebę dekarbonizacji na stabilny, bankowalny popyt.

Zmniejszająca się luka konkurencyjna i benchmark UE

W horyzoncie 2028–2035 luka cenowa między biometanem a gazem kopalnym może się zmniejszać w wyniku oddziaływania mechanizmów cenowych ETS1, ETS2 oraz FuelEU Maritime, a także zmian na globalnym rynku LNG. Biometan wytwarzany z substratów odpadowych o niskim lub ujemnym śladzie GHG może w niektórych zastosowaniach stanowić konkurencyjną alternatywę wobec kosztów zakupu uprawnień EUA. – ten mechanizm w określonych segmentach zamienia go z paliwa wspieranego w paliwo bazowo konkurencyjne.

Mimo tego tła strukturalnego Polska nie dysponuje dziś odpowiednikiem francuskiego mechanizmu CPB – obowiązku, w ramach którego dostawcy gazu muszą pokrywać stopniowo rosnący udział sprzedaży certyfikatami produkcji biogazu, pod karą administracyjną za każdy brakujący certyfikat. [52] Trajektoria obowiązku w okresie 2026–2028 może – według szacunków regulatora – generować zapotrzebowanie na poziomie ok. 10 TWh biometanu. [53]

Podobne rozwiązania funkcjonują w pozostałych wiodących rynkach biometanowych UE. Włochy łączą obowiązkową sub-quotę biokomponentów zaawansowanych w paliwach transportowych z dedyko-

wanym schematem wsparcia dla biometanu, w którym znaczącą rolę odgrywa segment transportowy. [54] Niemcy stosują krajowy system handlu emisjami dla paliw (BEHG / nBEHG), który dotychczas operuje obok ETS2 i tworzy dodatkową ścieżkę monetyzacji biometanu w ciepłownictwie i transporcie. [55] Dania łączy aukcyjne wsparcie produkcji z preferencyjnym traktowaniem biometanu w transporcie krajowym i operacyjnym rejestrze gwarancji pochodzenia. [56] W większości analizowanych rynków istotną rolę w kreowaniu popytu odgrywają mechanizmy państwowe, obok popytu korporacyjnego i rynkowego.

Dla Polski oznacza to strategiczny wybór: albo popyt powstanie „samoistnie” z kombinacji NCW, ETS2, FuelEU Maritime i zielonych zamówień korporacyjnych, albo zostanie podbudowany dodatkowym krajowym obligiem, analogicznym do francuskiego CPB. W wariantcie opartym wyłącznie na mechanizmach unijnych popyt może być bardziej rozproszony i trudniejszy do długoterminowego kontraktowania, natomiast dodatkowe krajowe mechanizmy mogłyby zwiększyć jego przewidywalność i skalę. W drugim – może uzyskać trajektorię porównywalną do tej, która wspiera inwestycje we Francji, Włoszech i Niemczech.

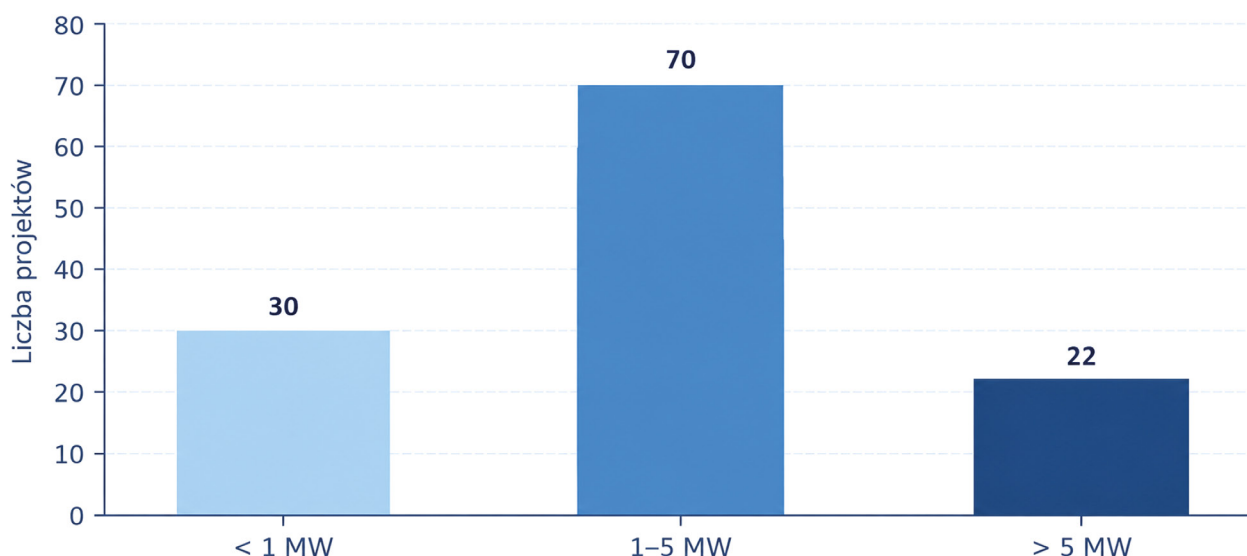
Ostatnim filarem pozostaje konsolidacja popytu europejskiego przez inicjatywy biznesowe. Deklaracja Biomethane Offtakers Declaration z lutego 2025 roku łączy duże koncerny przemysłowe i transportowe wokół postulatów wiążących celów produkcyjnych na 2040 i 2050 oraz usunięcia barier dla kontraktów BPA transgranicznych. [57] Jest to jeden z istotnych sygnałów, że obok impulsów regulacyjnych rośnie znaczenie popytu korporacyjnego dla rozwoju rynku biometanu.

Popyt na biometan w Polsce wynika dziś z kilku równoległych mechanizmów regulacyjnych i rynkowych – działających już dziś (transport drogowy i morski), uruchamianych od 2028 roku (ciepłownictwo) lub zależnych od bankowalnej infrastruktury GO (przemysł). Bez równoległej budowy strony popytowej i podażowej pipeline projektów pozostanie listą wniosków, a nie ścieżką do FID.

1.5 Pipeline inwestycyjny

Na polskim rynku biometanu popyt deweloperski wyraźnie zareagował na dojrzewające ramy wsparcia – rynek zaczął generować rozbudowany pipeline formalny w postaci wniosków, zapytań i zarejestrowanych projektów. Nie oznacza to jednak jeszcze gotowości inwestycyjnej. Kluczowe rozróżnienie tego modułu przebiega między pipeline’em deweloperskim, mierzonym liczbą wniosków i projektów na

Wykres 1.4. Struktura mocy projektów biometanowych w polskim pipeline (2025)



Źródło: Polska Organizacja Biometanu, raport „Stan i perspektywy rozwoju instalacji biometanowych w Polsce», III kwartał 2025 [22].

wczesnym etapie, a pipeline'em realnym – projektami bliskimi finalnej decyzji inwestycyjnej (FID). To dwie różne populacje o bardzo odmiennej liczebności, których nie należy zestawiać wprost.

Skala i struktura pipeline'u

Najpełniejszą inwentaryzację dostarcza raport Polskiej Organizacji Biometanu z III kwartału 2025 r. Zidentyfikowano w nim 122 projekty biometanowe na różnych etapach zaawansowania, o łącznej prognozowanej produkcji rzędu 815 mln Nm³ rocznie. [22] Jest to jednak pipeline deweloperski: obejmuje zarówno projekty z zaawansowaną dokumentacją, jak i takie, które dopiero rozpoczęły procedury. Liczba ta opisuje skalę zainteresowania rynku, nie jego zdolność realizacyjną.

W strukturze mocy wyraźnie dominują instalacje średniej skali 1–5 MW (Wykres 1.4). [22] Inwestorzy wybierają wielkość dopasowaną do lokalnej dostępności substratu i chłonności sieci. Przesunięcie w stronę projektów komercyjnych zmienia ich profil kapitałowy i podnosi wymagania wobec bankowości – to instalacje, których nie sfinansuje się bez domkniętego modelu przychodowego.

Geograficzna koncentracja projektów pokrywa się z mapą potencjału surowcowego. Liderami są województwa wielkopolskie, podlaskie, kujawsko-pomorskie i warmińsko-mazurskie, z silnym udziałem regionów zachodnich – dolnośląskiego, lubuskiego i zachodniopomorskiego. [22] Dla wykonawców i dostawców technologii oznacza to, że impuls inwestycyjny nie rozłoży się równomiernie, lecz wymusi koncentrację zasobów w kilku regionach.

Decyzje środowiskowe jako pierwszy filtr

Etap środowiskowy jest dziś pierwszym realnym filtrem pipeline'u. Raport POB wskazuje na kumulację projektów we wczesnej fazie formalnej: 76 instalacji znajduje się w trakcie procedury środowiskowej, natomiast ponad 30 ma ją już uzyskaną. Analiza wykazuje jednak również dziesiątki projektów przesuniętych na dalsze etapy, w tym ponad 30 z zakończonymi etapami środowiskowymi oraz kilkanaście w różnej fazie pozyskiwania warunków zabudowy i pozwoleń na budowę. [22] W praktyce instalacje nierolnicze są zobligowane odgórnie do sporządzenia raportu oddziaływania na środowisko, natomiast w przypadku obiektów rolniczych procedowanych w oparciu o uproszczoną Kartę Informacyjną Przedsięwzięcia (KIP), aż 90% wniosków i tak spotyka się z decyzją organu o konieczności przygotowania pełnego raportu. Wymóg ten determinuje harmonogram, sprawiając, że całkowity czas uzyskania decyzji środowiskowej wynosi w takich przypadkach około 12 miesięcy. [58] Tutaj rozstrzyga się realny harmonogram projektu, niezależnie od dostępności finansowania.

Etap środowiskowy rzutuje też na dostęp do finansowania: decyzja środowiskowa jest warunkiem wejścia do programów wsparcia inwestycyjnego NFOŚiGW uruchamianych w 2026 r. [59] [60] Opóźnienie na tym etapie zamyka projektowi nie tylko harmonogram budowy, ale i okno dotacyjne. Filtr środowiskowy działa więc selekcyjnie jeszcze przed fazą finansową – odsiewa projekty, zanim w ogóle dotrą do pytania o bankowość.

Dynamika wniosków przyłączeniowych a luka konwersji

Po stronie przyłączeń skalę zainteresowania trzeba czytać warstwami, bo każda mierzy coś innego. Liczba aktualnych decyzji przyłączeniowych PSG – warunków i informacji o możliwości przyłączenia – przekracza tysiąc, podczas gdy liczba podpisanych umów o przyłączenie pozostaje dwucyfrowa, a fizycznie przyłączona jest dziś jedna instalacja (Tabela 1.2). [61] [62] [63] Największy odsiew następuje więc nie na etapie zainteresowania, lecz przy przejściu od warunków przyłączenia do wiążącej umowy – tam, gdzie projekt musi zamknąć model finansowy i ponieść pierwsze nakłady. Mimo szybkiego przyrostu samych decyzji liczba wiążących umów rośnie wolno, a tę rozbieżność – nie brak zainteresowania – należy czytać jako rzeczywistą lukę konwersji.

Za rozbieżnością stoi w dużej mierze ograniczony wolumen odbioru w miejscu, w którym biometanownie faktycznie powstają. Instalacje lokalizuje się na terenach wiejskich, gdzie sieć dystrybucyjna ma

najniższą chłonność, co widać na mapie chłonności PSG. [5] Dobre lokalizacje wciąż się znajduje, ale ich pula jest ograniczona i kurczy się wraz z każdą kolejną decyzją. W horyzoncie kilku lat to chłonność sieci, a nie technologia czy dostępność substratu, stanie się główną barierą techniczną rozwoju biometanu. Dodatkowym filtrem bywają lokalne wymogi dopasowania jakości gazu do parametrów sieci, podnoszące koszt części projektów. [64]

Tabela 1.2. Pipeline biometanowy w sieciach PSG i GAZ-SYSTEM (stan: XII 2025)

Etap procesu	PSG (dystrybucja)	GAZ-SYSTEM (przesył)
Aktualne wnioski / zapytania	672 nowe wnioski złożone tylko w 2025 r.)	ponad 300 (rok gaz. 2024/2025)
Wydane warunki / informacje	1 088 decyzji łącznie	89 warunków + 145 informacji
Podpisane umowy o przyłączenie	14	2
Umowy w fazie realizacji i/lub finalizacji	17	2
Instalacje fizycznie przyłączone	1 (Strzelin)	0

Źródło: opracowanie własne.

Część ograniczeń konwersji jest już adresowana: operatorzy sieci rozbudowują jej chłonność, a zapowiedziane programy wsparcia mają domknąć lukę w ekonomice i finansowaniu projektów – mechanizmy te opisuje szerzej moduł poświęcony otoczeniu regulacyjnemu. Z perspektywy pipeline’u istotne jest nie samo istnienie tych instrumentów, lecz tempo, w jakim zaczną przekładać się na wiążące umowy i decyzje inwestycyjne. To ono, a nie liczba zarejestrowanych projektów, wyznaczy realną dynamikę rynku.

Struktura podmiotowa rynku

Na rynku biometanu działa dziś sześć odrębnych kategorii inwestorów, każda z własną logiką finansową i horyzontem zwrotu. Ich współwystępowanie wskazuje na dojrzewanie sektora poza fazę projektów pilotażowych.

Tabela 1.3. Kategorie inwestorów na polskim rynku biometanu

Kategoria	Logika wejścia na rynek	Przykłady	Charakterystyka
Koncerny energetyczne	Biometan jako element portfelowej strategii dekarbonizacji; poszczególne projekty to realizacje na drodze do celu wolumenowego	ORLEN (biogaz 10% CAPEX na OZE do 2030 [66])	Portfele wieloprojektowe; długoterminowe cele wolumenowe; własny offtake lub sprzedaż do sieci
Inwestorzy portfelowi i platformy inwestycyjne	Biometan jako klasa aktywów długoterminowych; konsolidacja projektów w portfele i wejście kapitałowe	PGB (cel 2 TWh do 2030 r. [65]), Eiffel / Galia Green Power (do 2032: 350 mln EUR oraz 25+ instalacji [67]); Biorig (1,5 mld zł, 20 instalacji); Polski Zielony Fundusz / ARP TFI (392 mln zł, 9 instalacji [68])	Portfele regionalne; kapitał zewnętrzny; sprzedaż projektów lub eksploatacja własna
Przemysł rolno-spożywczy	Zagospodarowanie własnych odpadów i dekarbonizacja łańcucha wartości; wewnętrzny model offtake skracając drogę do FID	Südzucker Polska (Strzelin, biogaz z bur. cukrowego, 1. przył. do sieci PSG [69]); Goodvalley (pionier biogazownictwa od 2005 r., ambicja rozwoju produkcji biometanu [70])	Projekty integralne z działalnością; self-offtake lub sprzedaż do sieci

Kategoria	Logika wejścia na rynek	Przykłady	Charakterystyka
Deweloperzy greenfield	Identyfikacja lokalizacji, uzyskanie warunków i DUŚ, sprzedaż gotowych projektów lub wejście w JV z funduszem	Krajowi i zagraniczni deweloperzy aktywni w pipeline	Projekty jednostkowe lub portfelowe; krótki horyzont kapitałowy
Rolnicy i spółdzielnie rolnicze	Zagospodarowanie odpadów rolnych, dywersyfikacja przychodów; lokalne zakorzenienie jako przewaga substratowa	Instalacje <1 MW z rejestru KOWR; spółdzielnie energetyczne	Skala do 1 MW; substrat własny; często model kogeneracyjny
Spółki komunalne (wod-kan)	Rozbudowa istniejącej infrastruktury biogazowej przy oczyszczalniach o moduł oczyszczania biogazu; autokonsumpcja lub sprzedaż	Oczyszczalnie ścieków z istniejącymi instalacjami biogazowymi	Substrat własny (osady); ograniczony wolumen; długi horyzont operacyjny

Źródło: opracowanie własne.

Portfele projektów realizowane równolegle w wielu lokalizacjach wymagają standaryzacji komponentów i powtarzalnych schematów EPC, co otwiera rynek dla firm z sektorów budownictwa przemysłowego, automatyki i prefabrykacji żelbetowej, działających dotychczas poza sektorem biometanu.

Pipeline pokazuje więc, że popyt deweloperski wyraźnie zareagował, ale jego realna część – projekty bliskie FID – pozostaje na razie ułamkiem zarejestrowanej skali. Dojrzałość rynku należy mierzyć liczbą instalacji przechodzących do budowy, nie liczbą wniosków. Skala pipeline'u pokazuje, że rynek zareagował dewelopersko; kolejne pytanie brzmi jednak, czy krajowy łańcuch wykonawczy, technologiczny i przyłączeniowy jest w stanie ten pipeline obsłużyć.

2. Wykonawcy, technologia, krajowy komponent: kto i z czego buduje biometan w Polsce

Boom inwestycyjny nie zaczyna się na placu budowy, lecz dużo wcześniej — od dostępności ludzi, technologii i firm zdolnych powtarzalnie realizować projekty. Pojedynczą instalację można zbudować, kompletując najlepszych dostępnych dostawców. Rynek liczący dziesiątki projektów realizowanych równolegle wymaga już czegoś więcej: zdolności przemysłowej, odpornych łańcuchów dostaw i wykonawców, którzy potrafią skalować działalność bez utraty jakości, terminu i kontroli kosztów.

2.1. Wprowadzenie

Rozwój biogazu i biometanu w Polsce wchodzi w etap wyraźnego przyspieszenia inwestycyjnego. Liczba projektów przygotowywanych równolegle przez inwestorów krajowych i zagranicznych systematycznie rośnie, a regulacje z lat 2024–2025 stworzyły warunki, w których rynek przestaje opierać się na pojedynczych realizacjach. Inwestorzy coraz częściej przygotowują portfele instalacji o podobnej skali i technologii; widoczna jest również tendencja do konsolidacji mniejszych projektów pod wspólnym zarządzaniem.

Wzrost liczby równoległych projektów ujawnia ograniczenia, które przy mniejszej skali rynku pozostawały niewidoczne. Bankowalność i model wsparcia są nadal kluczowymi przeszkodami, ale dostępność wykonawców, dostawców technologii i firm integracyjnych staje się drugą warstwą problemu. Bez wystarczających zdolności realizacyjnych po stronie rynku wykonawczego plany strategiczne nie przełożą się na tempo budowy instalacji.

Złożoność technologiczna i organizacyjna instalacji biometanowych

Instalacja biometanowa to przedsięwzięcie, w którym część budowlana, procesowa i gazowa są od siebie wzajemnie zależne w stopniu większym niż w typowych obiektach przemysłowych. Parametry fermentacji bezpośrednio wpływają na stabilność pracy instalacji oczyszczania biogazu, wymagania jakościowe gazu determinują konfigurację uzdatniania i separacji CO₂, natomiast zakładany kanał zbytu przesądza o konfiguracji końcowego toru sprężania lub skraplania. Projekt, technologia i rozruch muszą być prowadzone jako całość, nie jako suma niezależnych pakietów dostaw.

Biogazownia wyposażona tylko w CHP kończy zakres technologiczny na agregacie kogeneracyjnym i rozdzielnicę napięcia. Biometanownia wymaga dodatkowo oczyszczenia biogazu do jakości sieciowej w jednej z dostępnych technologii separacji CO₂, z których każda narzuca inną konfigurację instalacji pomocniczych i inny profil kosztów operacyjnych. Przy załączaniu do sieci dochodzi nawanianie lub propagacja tam, gdzie jest technicznie wymagana, oraz procedura przyłączeniowa po stronie operatora.

Oddzielany CO₂ bywa traktowany nie jako odpad, lecz jako produkt — bioCO₂ znajdujący zastosowanie w przemyśle spożywczym, chłodnictwie i produkcji paliw syntetycznych. Wpływa to na dobór technologii separacji i rozszerza zakres instalacji o układy jego uzdatniania i odbioru. Każdy z tych elementów angażuje odrębnego dostawcę z własną specjalizacją i harmonogramem; przy budowie biometanowni współpracują więc branże nieobecne w klasycznym biogazie.

Struktura krajowych kompetencji wykonawczych

Doświadczenia z kilkuset działających instalacji biogazowych — rolniczych, przy oczyszczalniach ścieków i na składowiskach — pozwoliły zbudować bazę firm wykonawczych przede wszystkim w części budowlanej i instalacyjnej. Na rynku działają firmy z udokumentowanym doświadczeniem w robotach ziemnych, zbiornikach żelbetowych i stalowych, montażu instalacji fermentacyjnych oraz integracji obiektowej. Kompetencje te są dobrze ugruntowane i stanowiły rdzeń krajowego udziału w dotychczasowych realizacjach.

Słabiej rozwinięty pozostaje segment technologii specjalistycznych związanych bezpośrednio z biometanem — przede wszystkim systemy oczyszczania biogazu do jakości sieciowej, zaawansowana automatyka procesowa oraz zintegrowane układy gazowe. Dostawy realizują producenci z Niemiec, Włoch, Francji, Skandynawii i Litwy, których pozycja wynika z wieloletniego funkcjonowania na dojrzałych rynkach biometanowych. W obszarze technologii fermentacji sytuacja jest bardziej zróżnicowana: obecnych jest kilku krajowych dostawców systemów pod klucz, a jednocześnie coraz częściej pojawiają się oddziały i spółki zależne firm zachodnich. Forma ta zwiększa dostępność sprawdzonych technologii, ale z punktu widzenia udziału krajowej wartości dodanej ma znaczenie ograniczone, ponieważ decyzje technologiczne pozostają po stronie zagranicznej spółki matki. Ta dwoistość — formalna obecność dostawcy w kraju przy zagranicznym ośrodku decyzyjnym — bezpośrednio rzutuje na rzeczywisty udział krajowej wartości dodanej.

Zdolności realizacyjne sektora — punkt wyjścia

Na polskim rynku działa kilka firm pełniących rolę generalnego wykonawcy w projektach biogazowych, jednak żadna z nich nie dysponuje w pełni krajową technologią procesową — opierają się na komponentach zagranicznych spółek matek lub zewnętrznych dostawców. Realistycznym modelem jest rola integratora krajowego, który koordynuje zakresy budowlane i instalacyjne, zlecając technologię oczyszczania biogazu sprawdzonemu dostawcy zagranicznemu — w takim modelu działa dziś kilka firm na rynku. W pierwszym etapie rozwoju rynku biometanowego model ten będzie dominujący, choć jego strukturalną słabością pozostaje niski udział krajowej wartości dodanej po stronie technologii procesowej.

Zasadnicze ograniczenie sektora to niedobór podmiotów łączących kompetencje inżyniersko-technologiczne z możliwościami realizacyjnymi na większą skalę. Historyczne tempo budowy biogazowni w Polsce wynosiło 20–30 instalacji rocznie. Procesy konsolidacyjne są już obserwowane, lecz skalowanie mocy realizacyjnych wymaga ich kontynuacji lub wejścia firm spoza tradycyjnego kręgu biogazowego: ogólnobudowlanych, producentów prefabrykatów betonowych, dostawców z przemysłu procesowego. Taka ekspansja jest realna, lecz jej horyzont mierzy się w latach.

Oddzielnie należy odnotować stan gotowości operatorów sieci gazowych. Praktyczne doświadczenie z realizacją przyłączy jest wciąż ograniczone — na koniec 2025 roku do sieci dystrybucyjnej PSG przyłączona była jedna komercyjna biometanownia, instalacja SÜDZUCKER w Strzelinie. [71] Wczesny etap operacyjnego dojrzewania procedur po stronie operatorów powinien być uwzględniany w harmonogramach projektów zakładających sieciowy kanał zbytu.

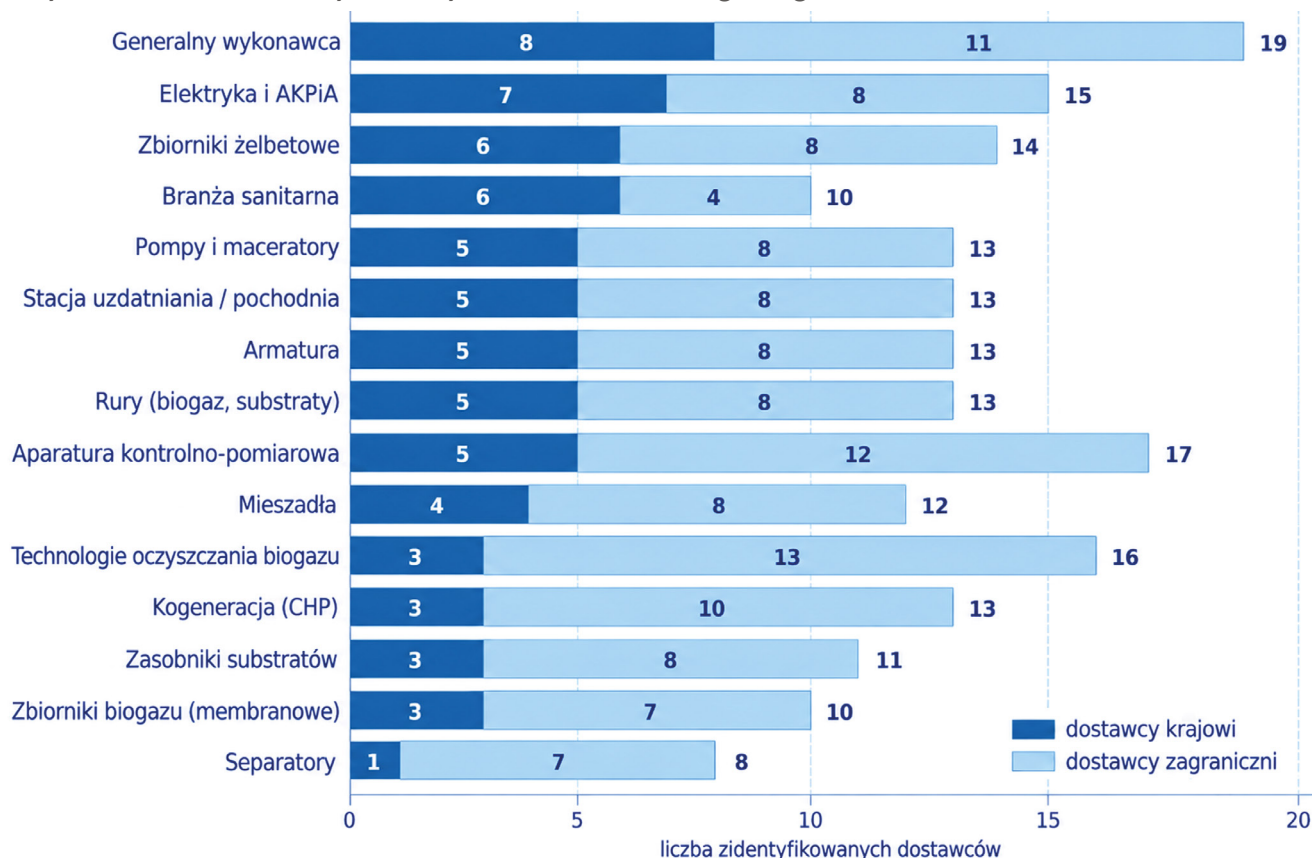
2.2. Baza wykonawców i dostawców technologii — Polska i zagranica

Strukturę podaży na rynku wykonawczym najlepiej odczytać przez pryzmat segmentów kosztowych instalacji — od części budowlanej, przez instalacyjną, po urządzenia procesowe. Dla każdego segmentu istotne jest nie tyle, ilu wykonawców jest aktywnych, ile czy krajowa baza rzeczywiście tworzy wartość dodaną, czy też pełni funkcję dystrybucyjną wobec importowanego rdzenia. Poniższe zestawienie podsumowuje liczbę zidentyfikowanych firm w piętnastu kategoriach, w podziale na podmioty krajowe i zagraniczne; pełną, imienną listę dostawców zawiera załącznik do modułu.

W segmentach budowlanych i infrastrukturalnych krajowa baza jest gęsta i konkurencyjna. Roboty ziemne, zbiorniki i konstrukcje żelbetowe, drogi, instalacje sanitarne oraz zarządzanie budową obsługuje wielu polskich wykonawców, w tym duże firmy ogólnobudowlane i producentów prefabrykatów. To tu powstaje trzon krajowej wartości dodanej i tu rynek jest najlepiej przygotowany na wzrost liczby równoległych projektów.

W rolach generalnego wykonawcy i integratora działa kilka polskich podmiotów, choć żaden z nich nie dysponuje w pełni krajową technologią procesową. Segmenty mieszane, takie jak elektryka z automatyką, układy gazowe czy technologia fermentacji, łączą krajowe wykonawstwo i integrację z importowanym rdzeniem urządzeń, a coraz częściej obsługują je oddziały i spółki zależne producentów zachodnich.

Wykres 2.1. Liczba zidentyfikowanych dostawców według kategorii



Źródło: opracowanie własne na podstawie Biowatt

Największa krajowa baza występuje w segmentach o najwyższej wartości jednostkowej i największej barierze wejścia: oczyszczania biogazu do jakości sieciowej, jednostkach kogeneracyjnych, zaawansowanej automatyce procesowej i specjalistycznych komponentach gazowych. Dostawy realizują tu przede wszystkim producenci z Niemiec, Włoch, Danii, Holandii i krajów skandynawskich, działający przez polskie biura lub dystrybutorów. To rozłożenie podaży – mocne wykonawstwo budowlane przy słabym rdzeniu technologicznym – wyznacza punkt wyjścia dla oceny rzeczywistej krajowej wartości dodanej w poszczególnych segmentach.

2.3. Wstępna matryca krajowego komponentu wg kategorii kosztowych

Pojęcie krajowego komponentu (znanego również jako local content) w analizie inwestycji w biogaz i biometan odnosi się do udziału krajowej wartości dodanej w łącznych nakładach kapitałowych projektu. Wskaźnik ten wykracza poza wymiar fiskalny i zatrudnieniowy: w warunkach europejskiego boomu inwestycyjnego determinuje przewidywalność kosztów, długość łańcuchów dostaw, a w konsekwencji ekspozycję krajowego portfela projektów na ryzyko cenowe i harmonogramowe. Ocena tego udziału wymaga jednak nie tylko klasyfikacji dostawców, lecz także interpretacji struktury rynku – w której części wartości projektu rzeczywiście powstają w kraju, a w której krajowy podmiot pełni funkcję dystrybucyjną lub integracyjną wobec importowanego rdzenia.

Metodyka wyliczenia krajowy komponent

Punktem wyjścia każdej analizy krajowego komponentu jest klasyfikacja dostawców w kosztorysie inwestycji – rozróżnienie, czy fakturę wystawia podmiot zarejestrowany w Polsce, czy za granicą. Takie podejście daje obraz wstępny, lecz nie odzwierciedla faktycznej krajowej wartości dodanej. Oddziały zagranicznych producentów, krajowi dystrybutorzy importowanych komponentów oraz integratorzy zlecający rdzeń technologii partnerom zewnętrznym pozostają w nim w pełni krajowi, mimo że istotna część wartości – produkcja urządzeń, know-how procesowe, marża technologiczna – po-

wstaje poza granicami kraju. W warunkach rynku silnie zależnego od importu kluczowych modułów technologicznych prowadzi to do systematycznego zawyżania krajowego udziału w stosunku do realiów łańcucha dostaw.

Stosowana w niniejszej analizie metoda przesuwu jednostkę odniesienia z pojedynczej firmy na kategorię kosztową w łańcuchu dostaw. Każda kategoria jest oceniana pod kątem czterech wymiarów: miejsca rzeczywistej produkcji komponentów, miejsca integracji i montażu, udziału krajowego wykonawstwa i serwisu oraz głębokości zależności od importowanych modułów technologicznych. Wynikiem oceny jest wskaźnik na skali skokowej 0%, 25%, 50%, 75% lub 100%, który porządkuje wniosek jakościowy o realnej krajowej wartości dodanej w segmencie. Wartość ta nie jest księgowym udziałem procentowym, lecz uporządkowanym zapisem oceny strukturalnej, dającym jednolitą podstawę porównań między kategoriami i agregacji w skali portfela. [72][73]

Poszczególne poziomy skali interpretowane są następująco:

Wskaźnik	Interpretacja metodologiczna
100%	Pełna krajowa wartość dodana. Koszt powstaje z lokalnej robocizny, materiałów i organizacji procesu, a krajowy podmiot odpowiada za cały zakres; struktura rynku nie wskazuje na dominujący moduł importowany.
75%	Przewaga krajowej wartości dodanej. Wykonawstwo i integracja pozostają krajowe, lecz część komponentów specjalistycznych pochodzi z importu; rdzeń wartości tworzony jest w kraju.
50%	Równowaga krajowej i importowanej wartości. Krajowi integratorzy i część wykonawstwa współistnieją z importowanym rdzeniem urządzeń; wartość dzieli się w przybliżeniu po połowie.
25%	Przewaga importu. Rdzeń technologii, know-how i kluczowe urządzenia pochodzą z zagranicy, a krajowa wartość dodana ogranicza się do integracji, montażu i serwisu.
0%	Pełny import. Komponent sprowadzany jest w całości, bez istotnej krajowej wartości dodanej poza logistyką i dostawą.

Źródło: opracowanie własne.

Przyjęcie kategorii kosztowej jako jednostki analizy oraz oparcie korekty na strukturze łańcucha dostaw, a nie na rejestracji formalnej dostawcy, daje obraz lepiej dopasowany do realiów inwestycyjnych niż zliczanie firm krajowych w kosztorysie pojedynczego projektu. Wynik ma charakter wniosku jakościowego, nie precyzyjnego pomiaru ekonomicznego, ale pozwala porównywać segmenty według jednolitych kryteriów i agregować ich udział w skali portfela inwestycyjnego z zachowaniem proporcji odzwierciedlających realne ryzyko importowe. Skala ta służy porównywalności segmentów i agregacji w modelu sektorowym, a nie audytowi rachunkowemu konkretnego projektu – w pojedynczej inwestycji rzeczywisty udział krajowy może odbiegać od wartości segmentowej w obie strony. Tak skonstruowana matryca stanowi podstawę dla analiz nakładów w skali całego sektora.

Profile branż w referencyjnej matrycy krajowego komponentu

Zastosowanie opisanej metodyki do dwunastu kategorii kosztowych obu instalacji referencyjnych daje obraz strukturalny rynku wykonawczego. Profile branż uporządkowano w trzy klasy odzwierciedlające stopień krajowej wartości dodanej i ekspozycję na import: segmenty silne krajowo, segmenty mieszane oraz segmenty importozależne. Klasyfikacja opiera się na strukturze łańcucha dostaw udokumentowanej w mapie wykonawców i dostawców (sekcja 2) oraz na charakterystyce technologicznej każdego segmentu.

Kategoria kosztowa	Profil segmentu	Uzasadnienie strukturalne
Development, projektowanie i pozwolenia	Silny krajowo	Rozwinięta sieć krajowych biur projektowych i firm inżynierskich; zasadnicza część dokumentacji budowlanej i branżowej powstaje w Polsce.
Roboty ziemne i przygotowanie terenu	Silny krajowo	Historyczny rdzeń krajowego udziału wykonawczego; brak luki technologicznej, dominuje lokalna robocizna, sprzęt i organizacja budowy.
Zbiorniki, komory i konstrukcje budowlane	Silny krajowo	Szeroka grupa krajowych wykonawców żelbetu i prefabrykatorów; technologia zbliżona do oczyszczalni ścieków i przemysłu spożywczego.
Drogi, place i infrastruktura pomocnicza	Silny krajowo	Typowy lokalny pakiet robót pomocniczych; brak dominującego importowanego modułu.
Zarządzanie budową, odbiory i rozruch	Silny krajowo	Krajowi generalni wykonawcy i integratorzy obiektowi; usługa organizacji procesu inwestycyjnego z natury lokalna.
Instalacje technologiczne i sanitarne	Mieszany – silne wykonawstwo lokalne	Krajowe firmy instalacyjne z doświadczeniem w przemyśle spożywczym i chemicznym; część armatury, pomp i osprzętu pochodzi z importu.
Elektryka, energetyka i AKPiA	Mieszany	Większość prac elektroenergetycznych wykonują firmy krajowe; aparatura i część komponentów automatyki są systematycznie importowane.
Technologia fermentacji i gospodarki substratem	Mieszany	Obecność krajowych dostawców systemów pod klucz i podzespołów, lecz znacząca część urządzeń procesowych (mieszadła, dozowanie substratów, pompy procesowe) pochodzi od producentów z Niemiec i Danii.
Układ gazowy, pomiar i jakość gazu	Mieszany – z komponentem importozależnym	Lokalne wykonawstwo i część dostaw krajowych w zakresie armatury i stacji uzdatniania; specjalistyczny osprzęt pomiarowy i jakościowy pozostaje importowany.
Układ biogazu i bezpieczeństwo	Mieszany	Lokalne wykonawstwo i kilku krajowych dostawców urządzeń pomocniczych; pojedyncze elementy specjalistyczne (osprzęt bezpieczeństwa, układy pochodni) w istotnej części z importu.
Oczyszczanie biogazu	Importozależny	Żaden z komercyjnie stosowanych systemów separacji CO ₂ (membrany, PSA, absorpcja aminowa, absorpcja wodna) nie jest wytwarzany w Polsce w skali przemysłowej. Rdzeń technologii, know-how projektowe i infrastruktura referencyjna pozostają poza granicami kraju.
CHP i układy kogeneracyjne	Importozależny	Jednostki kogeneracyjne oparte są na silnikach gazowych globalnych producentów; krajowi integratorzy odpowiadają za zabudowę, montaż i serwis, lecz rdzeń technologiczny pozostaje importowany.

Źródło: opracowanie własne.

Instalacje referencyjne

Zastosowanie opisanej metodyki wymaga osadzenia jej w konkretnej strukturze kosztowej. Analiza prowadzona jest na dwóch instalacjach referencyjnych odzwierciedlających dominujące w sektorze konfiguracje technologiczne: biogazowni kogeneracyjnej 1 MWel z dwoma jednostkami CHP oraz bio-metanowni 1,5 MWel w konfiguracji hybrydowej, w której część biogazu zasila CHP o mocy 500 kW na potrzeby procesowe, a pozostały strumień kierowany jest do instalacji oczyszczania, z której jest wy-

prowadzany jako biometan. Parametry obu instalacji zaczerpnięto z kosztorysu pozycyjnego i harmonogramu rzeczowo-finansowego rzeczywistych projektów inwestorskich, przekształconych do jednolitej struktury raportowej.

Parametr	Biogazownia kogeneracyjna 1 MWel	Biometanownia 1,5 MWel (hybrydowa)
Konfiguracja podstawowa	Fermentacja + dwie jednostki CHP	Fermentacja + CHP 500 kW na potrzeby procesowe + oczyszczanie biogazu
Moc / strumień wyjściowy	1 MWel energii elektrycznej	Biometan netto 252 Nm ³ /h
Strumień biogazu surowego	450 Nm ³ /h	675 Nm ³ /h
Roczne godziny pracy	8 300 h	8 300 h
Produkcja roczna	8,3 GWh energii elektrycznej; ok. 20,5 GWh energii w biogazie	ok. 2,1 mln Nm ³ biometanu, ok. 20,9 GWh energii w paliwie
CAPEX bazowy (EPC i wyposażenie)	ok. 27,0 mln PLN	ok. 49,8 mln PLN
DEVEX	3,25 mln PLN (lata -3 i -2)	4,65 mln PLN (lata -3 i -2)
Nadzór inwestorski	1,50 mln PLN	1,78 mln PLN
Rezerwa na prace dodatkowe	5% wartości budowy	5% wartości budowy
Pełny budżet projektu	ok. 32,9 mln PLN	ok. 58,5 mln PLN
Cykl realizacji	2 lata DEVEX + 2 lata budowy	2 lata DEVEX + 2 lata budowy

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z Biowatt oraz PGB

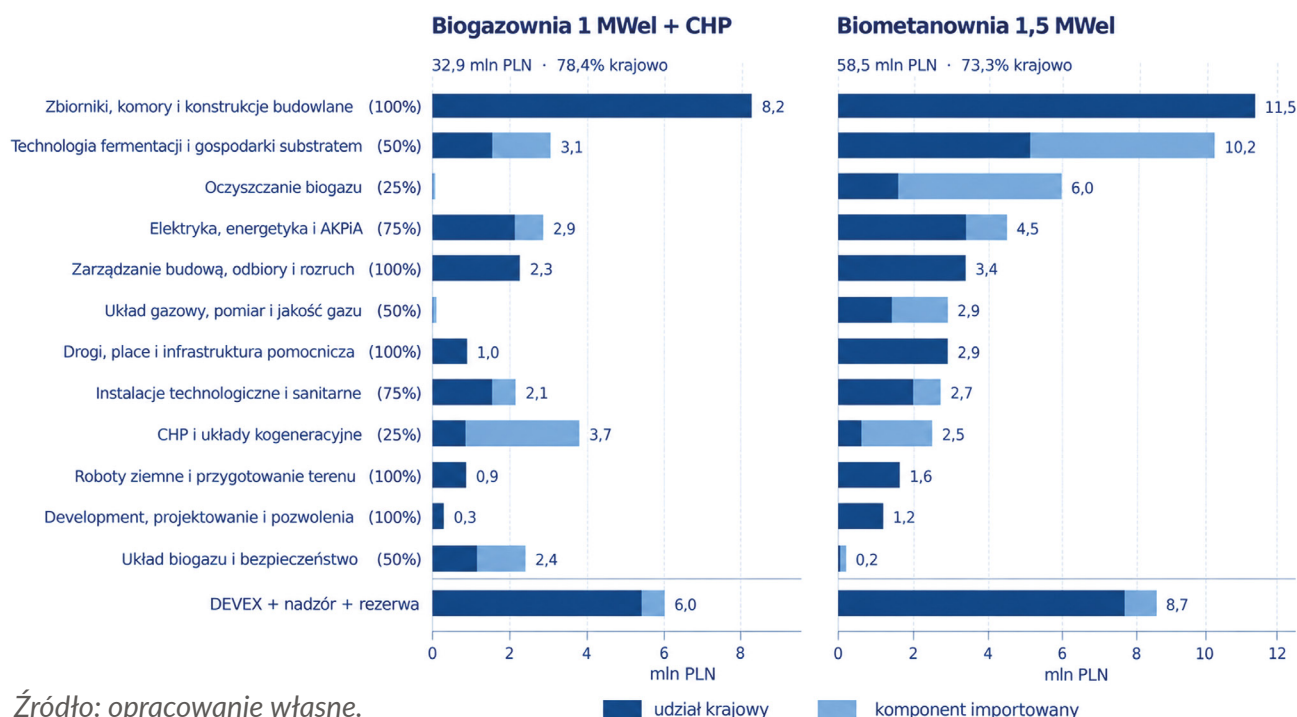
CAPEX bazowy biometanowni jest wyższy od biogazowni, a różnica wynika z dodatkowych instalacji oczyszczania biogazu i rozbudowanej infrastruktury gazowej. Pełny budżet projektów referencyjnych wynosi około 32,9 mln PLN dla biogazowni i około 58,5 mln PLN dla biometanowni.

Krajowy komponent w projektach referencyjnych

Zastosowanie opisanej klasyfikacji segmentowej do struktury CAPEX obu instalacji referencyjnych pozwala wyliczyć udział krajowej wartości dodanej w każdej kategorii kosztowej oraz w całości projektów. Wynikiem jest macierz pokazująca, ile z każdej złotówki nakładu inwestycyjnego rzeczywiście pozostaje w krajowej gospodarce po skorygowaniu o realne pochodzenie urządzeń, know-how i wartości dodanej. Wyliczenia odnoszą się do CAPEX bazowego (49,8 mln PLN dla biometanowni, 27,0 mln PLN dla biogazowni); pozycje DEVEX, nadzoru inwestorskiego i rezerwy na prace dodatkowe ujęte są w macierzy odrębnie, jako narzuty w przeważającej części krajowe.

W CAPEX bazowym krajowa wartość dodana wynosi około 75% dla biogazowni i 70% dla biometanowni, a w pełnym budżecie projektu — po uwzględnieniu DEVEX, nadzoru i rezerwy — sięga odpowiednio około 78% i 73%. Różnica między instalacjami jest niewielka i wynika z większego udziału importowanego rdzenia technologicznego w biometanowni. Sama wysokość wskaźnika bywa jednak myląca: krajowa wartość dodana koncentruje się w pracochłonnych segmentach budowlanych o niskiej barierze wejścia, podczas gdy import dotyczy wąskiej grupy urządzeń przesądzających o uruchomieniu instalacji. Wysoki udział krajowy w ujęciu ogółem nie przekłada się zatem wprost na odporność projektu na zakłócenia dostaw w segmentach krytycznych.

Wykres 2.2. Struktura nakładów i udziału krajowego dla biogazowni i biometanowni



Źródło: opracowanie własne.

W obu instalacjach trzon krajowej wartości dodanej tworzą segmenty budowlane i infrastrukturalne — zbiorniki i konstrukcje żelbetowe, roboty ziemne, drogi, development oraz zarządzanie budową — w pełni lub niemal w pełni krajowe. Dają one bazę rzędu połowy nakładów referencyjnej biometanowni i nieco ponad połowę nakładów biogazowni, a segmenty mieszane, przede wszystkim elektryka z automatyką oraz instalacje sanitarne, dokładają kolejne kilkanaście punktów procentowych. Strukturalna ekspozycja na import koncentruje się w wąskiej grupie kategorii technologicznych: w biometanowni to przede wszystkim oczyszczanie biogazu i kogeneracja, w biogazowni sam pakiet kogeneracyjny.

Co przesądza o odporności dostaw

Obraz wynikający z matrycy jest charakterystyczny dla rynku dynamicznie rozwijającego krajową bazę wykonawczą: silnego w segmentach infrastrukturalnych i instalacyjnych, a w specjalistycznym rdzeniu technologicznym korzystającego z dojrzałych dostawców międzynarodowych. W pojedynczych projektach taki podział jest w pełni funkcjonalny — krajowy integrator obsługuje całość, zlecając sprawdzonemu dostawcy element procesowy, a wzajemna ekspozycja stron pozostaje ograniczona.

Import nie musi być źródłem istotnego ryzyka, ale zwiększa ekspozycję projektu na sprawność międzynarodowego łańcucha dostaw. Pozwala sięgać po technologie sprawdzone w liczniejszych i wcześniejszych wdrożeniach, skracać czas realizacji oraz unikać kosztów i niepewności własnego R&D. Z punktu widzenia inwestycji krytyczny jest w praktyce każdy element instalacji; o realnym ryzyku przesądza nie kraj pochodzenia, lecz liczba niezależnych wykonawców zdolnych dostarczyć dany komponent — w Polsce, w Unii i na świecie — oraz to, czy nie opierają się oni na tym samym poddostawcy. Gdy dostawców jest wielu i są od siebie niezależni, ryzyko cenowe i harmonogramowe pozostaje niskie niezależnie od tego, czy produkcja jest krajowa, czy zagraniczna.

Ryzyko dodatkowo rośnie wraz ze skalą rynku. Gdy liczba równolegle realizowanych instalacji rośnie kilkukrotnie, wąskim gardłem stają się te kategorie, w których grono zdolnych, niezależnych dostawców realnie zdolnych do obsługi polskiego rynku jest najwęższe — niezależnie od tego, czy są to dostawcy krajowi, czy zagraniczni. Działa to też symetrycznie: krajowa wartość dodana w segmentach, w których Polska jest konkurencyjna, może podlegać eksportowi i przy równoległym popycie na rynkach sąsiednich również tworzyć napięcia podażowe. Odporność portfela zależy zatem od rzeczywistej dostępności alternatywnych źródeł dostaw, a nie wyłącznie od poziomu krajowego komponentu czy liczby dostawców.

2.4. Krajowy komponent w wymiarze eksploatacyjnym

Dotychczasowa analiza obejmuje wyłącznie nakłady inwestycyjne. W skali pełnego cyklu życia projektu wieloletni strumień operacyjny dominuje nad CAPEX, a jego struktura – zdominowana przez substrat, usługi serwisowe, transport biomasy, podatki, wynagrodzenia i media – daje istotnie wyższy profil krajowej wartości dodanej niż faza inwestycyjna. Uzupełnienie obrazu o ten wymiar dostarcza zarazem danych referencyjnych do przeliczeń w skali sektora.

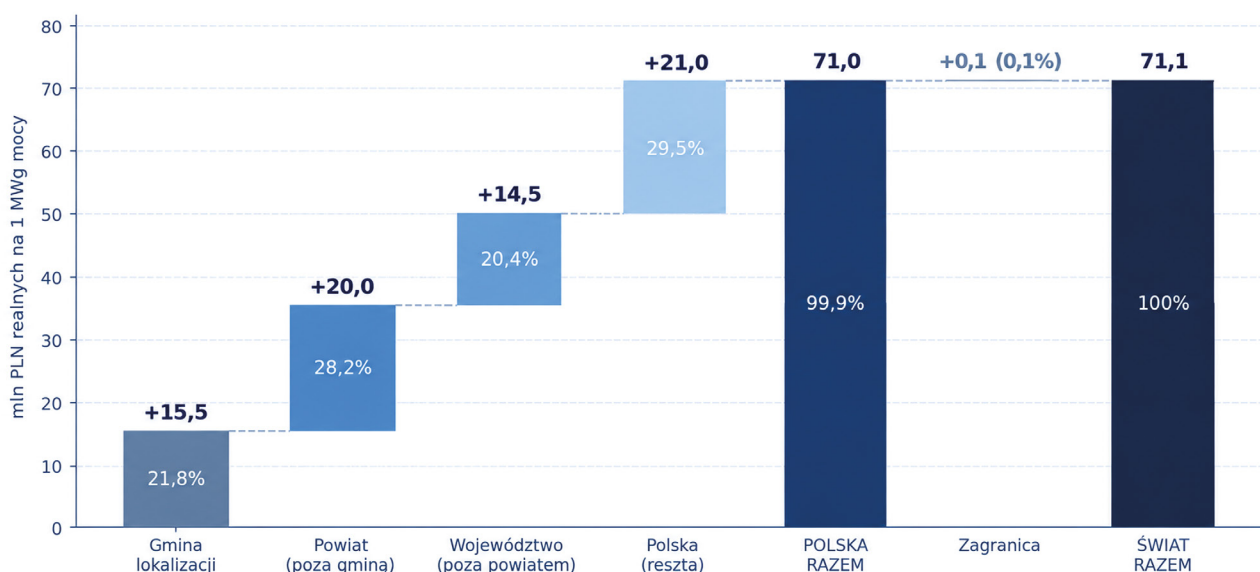
Skala strumienia eksploatacyjnego

Na podstawie raportu szacującego wpływ finansowy na społeczność lokalną zaproponowano wprowadzenie skali per MWg, która odpowiada mocy produkcji gazu wyrażonej w MW. [74] Podejście to stanowi naturalny punkt odniesienia dla agregacji do skali sektorowej. Przy założeniu, że w całym 25-letnim okresie wyłącznie dla eksploatacji strumień ekonomiczny biometanowni przekracza 71 mln PLN realnych na każdy MWg zainstalowanej mocy [74]. Niemal cała ta wartość pozostaje w polskiej gospodarce (99,6%). Udział komponentu zagranicznego sprowadza się do ułamka procenta i obejmuje wyłącznie specjalistyczny serwis posprzedażowy.

Kategoria kosztowa	Mnożnik [mln PLN/MWg]	Udział
Substrat	37,1	52,2%
Usługi (serwis, transport, doradztwo)	14,5	20,5%
Podatki i daniny	8,9	12,6%
Finansowanie (odsetki, leasing)	6,5	9,1%
Wynagrodzenia	2,8	3,9%
Media (woda, energia)	1,0	1,4%
Pozostałe (drobne nakłady operacyjne)	0,3	0,4%
SUMA OPEX	71,1	100%

Źródło: Klejna K., Biometanownia w gminie [74]

Wykres 2.3. Rozkład geograficzny strumienia eksploatacyjnego na 1 MWg mocy



Źródło: Klejna K., Biometanownia w gminie [74]

Rozkład geograficzny wartości

Rozłożenie strumienia operacyjnego w przestrzeni potwierdza wyraźnie lokalny charakter tej inwestycji. W gminie lokalizacji zostaje ponad jedna piąta pełnej wartości eksploatacyjnej, a kumulatywnie w skali powiatu – już połowa. Wpływy nie mają jednorazowego charakteru: rosną w czasie wraz z indeksacją kontraktów substratowych, wynagrodzeń oraz wpływów podatkowych po zakończeniu amortyzacji aktywów. Strumień ten jest niemal w całości krajowy i stabilny niezależnie od wahań na rynkach zaopatrzeniowych urządzeń.

Mnożnik eksploatacyjny nakładów

O skali wpływu inwestycji na gospodarkę nie decyduje wielkość samych nakładów, lecz strumień, który te nakłady uruchamiają. Nakład jest jednorazowy i rozłożony na kilka lat budowy, wydatki eksploatacyjne powtarzają się przez cały okres pracy instalacji i rosną wraz z indeksacją kontraktów. Każdy 1 mln PLN nakładów inwestycyjnych uruchamia ok. 5,5 mln PLN wydatków eksploatacyjnych.

Wykres 2.4. Mnożnik wydatków eksploatacyjnych względem nakładów inwestycyjnych



Źródło: Klejna K., *Biometanownia w gminie* [74]

Relacja ta jest funkcją mocy zainstalowanej, a nie wielkości pojedynczego projektu, dlatego przenosi się na dowolny poziom agregacji. Każdy MWg oddany do eksploatacji uruchamia wieloletni strumień wydatków o znanej strukturze branżowej, co pozwala przeliczyć planowane przyrosty mocy na wartość trafiającą do dostawców substratu, firm usługowych i budżetów samorządów.

Porównywalność biogazu i biometanu w skali OPEX

Wskaźniki wyliczone w ramach opracowania obejmują [74] wyłącznie biometanownię, dlatego na potrzeby dalszej agregacji przyjęto założenie robocze, że profil operacyjny biogazowni jest zbliżony. Uzasadnia to struktura kosztów: o skali strumienia decydują w całości pozycje niezależne od końcowego toru wyprowadzenia gazu – substrat, serwis i transport biomasy, podatki, wynagrodzenia oraz media – wspólne dla obu technologii, podczas gdy elementy je różnicujące, jak serwis instalacji oczyszczania biogazu czy gospodarka ciepłem, pozostają marginalne dla wielkości strumienia. Jest to uproszczenie przyjęte dla porównań sektorowych, nie uniwersalna prawidłowość technologiczna. Tak skalowane wartości stanowią podstawę przeliczenia na MWel i zestawienia ze ścieżkami krajowego zapotrzebowania.

3. Skala przyszłego rynku i nakładów do 2040 roku

Scenariusze energetyczne łatwo odczytać jak prognozę. W tym rozdziale pełnią inną funkcję: są testem skali. Pozwalają sprawdzić, co musiałoby wydarzyć się po stronie inwestycji, wykonawstwa i łańcuchów dostaw, gdyby rynek rzeczywiście zbliżał się do poszczególnych ścieżek KPEiK. Dopiero takie przełożenie celów na tempo budowy i nakłady pokazuje, jak duże wyzwanie – i jak duża szansa gospodarcza – kryje się za wolumenami biogazu i biometanu.

3.1 Skala przyszłego rynku jako implikacja polityki energetycznej

KPEiK jako dokument referencyjny rynku

Punktem wyjścia dla szacowania wielkości rynku inwestycyjnego biogazu i biometanu jest Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK), przyjęty przez Radę Ministrów 8 czerwca 2026 roku. ^[18] Dokument prezentuje krajowe cele i działania w obszarze energii i klimatu do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku.

Podejście przedziałowe: rama interpretacyjna KPEiK

Projekt wprowadza istotną zmianę metodologiczną w stosunku do wcześniejszych wersji KPEiK: wszystkie kluczowe wskaźniki i cele dokumentu zostały przedstawione w formie przedziałów wartości, opracowanych w oparciu o oba scenariusze prognostyczne – WEM i WAM. ^[18] WEM (Scenariusz Referencyjny) wyznacza dolną granicę celów liczbowych, odzwierciedlając efekty istniejących polityk i instrumentów. WAM (Scenariusz Przyspieszonej Transformacji) wyznacza granicę górną – pułap możliwy do osiągnięcia przy uruchomieniu dodatkowych instrumentów polityki klimatyczno-energetycznej i intensyfikacji wysiłku inwestycyjnego. ^[18]

Konsekwencją tego podejścia jest istotna zmiana logiki czytania dokumentu. W przyjętym dokumencie parametry wyrażono w postaci przedziałów opartych na obu scenariuszach: WEM stanowi scenariusz referencyjny oparty na istniejących politykach i działaniach, natomiast WAM pokazuje ścieżkę przyspieszonej transformacji wymagającą dodatkowych polityk i działań. Takie podejście zachowuje elastyczność planistyczną i zdolność reagowania na zmienność uwarunkowań makroekonomicznych, technologicznych i geopolitycznych, utrzymując przy tym ambitny kierunek transformacji zgodnie z założeniami realności ekonomicznej. ^[18]

Przesunięcie się w obrębie przedziału w stronę górnej granicy nie jest procesem rynkowym, który zajdzie samoistnie. Dokument wprost wskazuje, że realizacja scenariusza WAM wiąże się z koniecznością wdrażania dodatkowych polityk i nowych instrumentów polityki klimatyczno-energetycznej. W ocenie rynkowej przekłada się to na potrzebę uruchomienia nowych instrumentów wsparcia, usunięcia barier proceduralnych, wdrożenia mechanizmów popytowych oraz dostosowania infrastruktury sieci dystrybucyjnej. Bez ich rozwiązania realizacja wariantu WAM byłaby istotnie trudniejsza.

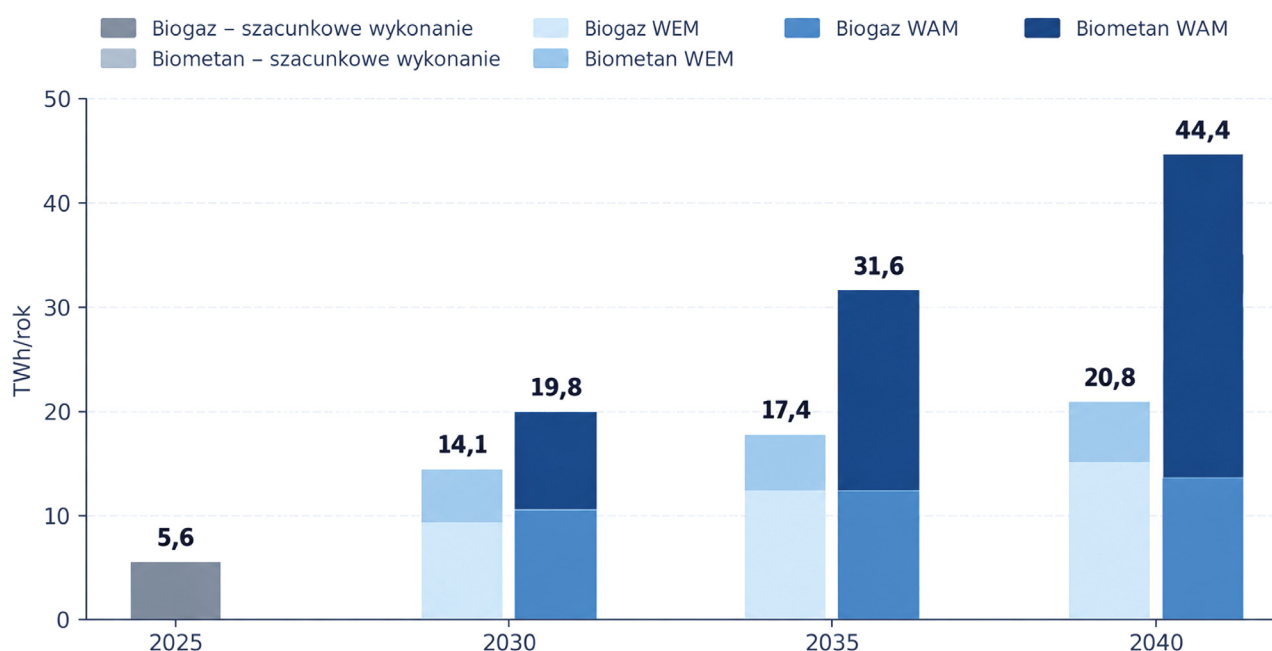
Skala wzrostu i przesunięcie strukturalne sektora

Na potrzeby niniejszej analizy z szerszego bilansu gazów odnawialnych KPEiK dzięki dodatkowym danym uzyskanym z Ministerstwa Energii wyodrębniono wyłącznie produkcję biogazu i biometanu. W scenariuszu WAM KPEiK obejmuje również rosnącą produkcję wodoru odnawialnego; dlatego prezentowanych poniżej wartości nie należy utożsamiać z łączną produkcją wszystkich gazów odnawialnych w KPEiK.

Niezależnie od pozycji w przedziale, projekcje KPEiK implikują uruchomienie istotnego strumienia inwestycyjnego już w horyzoncie najbliższych pięciu lat. Produkcja biogazu i biometanu rośnie z szacowanej produkcji sektora w 2025 r. (ok. 5,6 TWh) do 14,1 TWh w 2030 r. w scenariuszu WEM oraz do 19,8 TWh w scenariuszu WAM. ^[18] Skala wzrostu w pierwszych pięciu latach sięga 8,5–14,2 TWh dodatkowej produkcji rocznej – to istotny popyt na zdolności wykonawcze, technologie i infrastrukturę przyłączeniową.

Skala rozjazdu między dolną a górną granicą przedziału narasta po 2030 roku – różnica między scenariuszami zwiększa się z ok. 40% w 2030 r. do ponad 100% w 2040 r. ^[18] Materiałna stawka wyboru pomiędzy ścieżkami dotyczy więc nie najbliższego pięciolecia, lecz dekady 2030–2040, w której rozstrzygnie się docelowa skala sektora.

Wykres 3.1. Produkcja biogazu i biometanu – szacowana produkcja 2025 i projekcje KPEiK w przedziale WEM–WAM, TWh/rok



Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK [18] oraz danych z Ministerstwa Energii.

Rozjazd ma charakter także strukturalny. Scenariusz WEM utrzymuje dotychczasowy model – dominacja biogazu spalanego w kogeneracji, biometan w roli niszowej. Scenariusz WAM przewiduje strukturalne przesunięcie w stronę biometanu wprowadzanego do sieci gazowej – w 2040 r. biometan stanowi blisko trzy czwarte łącznej produkcji.[18] Tak głębokie przesunięcie wymaga jednak nie tylko rozbudowy podaży, lecz także dojrzałych kanałów odbioru biometanu – sieci gotowej do przyjęcia zatłaczanego gazu oraz stabilnego popytu w transporcie, ciepłownictwie i przemyśle, analizowanych w dalszej części raportu.

Zakładany w scenariuszu WAM wolumen biometanu w 2040 r. (ok. 3,3 mld m³) wyczerpuje, a docelowo nawet przekracza obecny krajowy potencjał inwestycyjny, oszacowany przez NCBR na ok. 3–3,2 mld m³ rocznie – górna ścieżka KPEiK zakłada zatem bezwzględne zagospodarowanie całości najkorzystniejszego rynkowo potencjału produkcyjnego. [75]

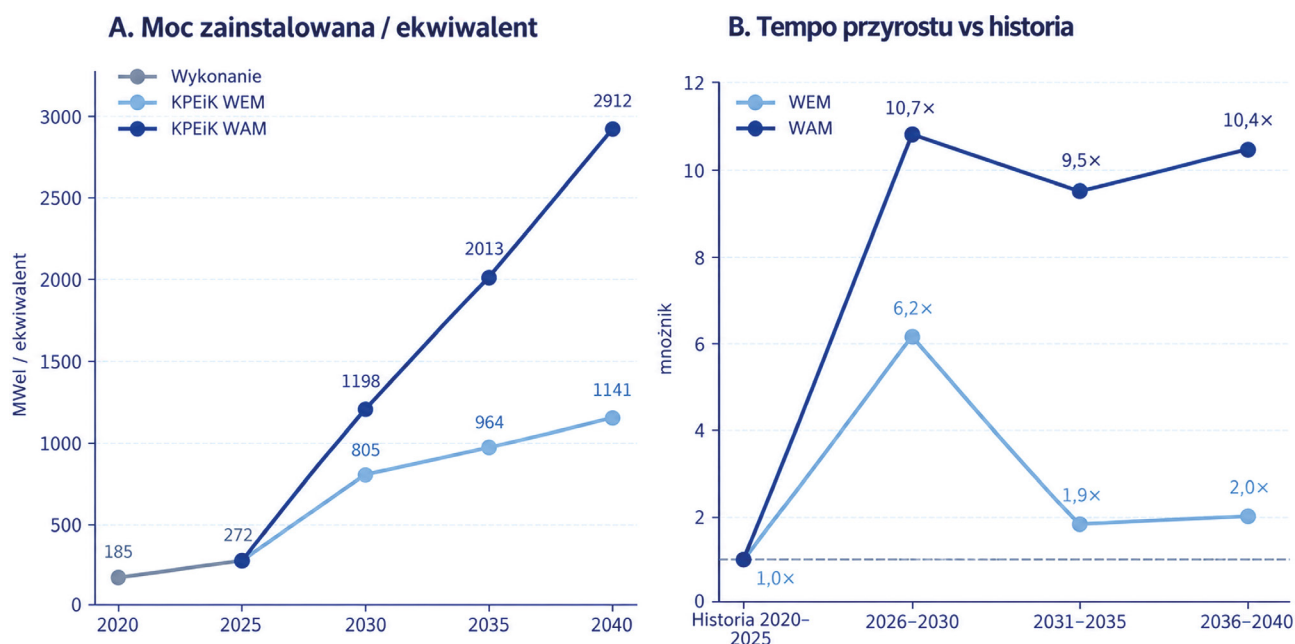
Tempo budowy: moc zainstalowana vs trajektoria historyczna

Tempo budowy nowych mocy w KPEiK warto skonfrontować z faktyczną dynamiką sektora po 2020 roku w jednostkach mocy zainstalowanej – metryce, która bezpośrednio odzwierciedla zdolności wykonawcze. Łączna moc elektryczna instalacji biogazowych w Polsce – obejmująca biogazownie rolnicze, instalacje przy oczyszczalniach ścieków, składowiskach, mikroinstalacje oraz biometanownie – wzrosła ze 185,8 MWel w 2020 r. do 272,0 MWel w 2025 r., łącznie 479 obiektów. Odpowiada to średniorocznemu przyrostowi 17,3 MWel/rok, który stanowi punkt odniesienia (mnożnik 1,00) dla porównania z trajektorią KPEiK.

Dla porównywalności wartości KPEiK wyrażone jako produkcja zostały sprowadzone do ekwiwalentu mocy zainstalowanej. Jako punkt startowy 2025 r. przyjęto szacowaną produkcję sektora, ponieważ wartości KPEiK dla 2025 r. odbiegały od rzeczywistego stanu rynku.

Trajektoria pokazuje, że KPEiK zakłada nie ekstrapolację obecnej dynamiki sektora, lecz jej fundamentalne przyspieszenie utrzymane przez cały horyzont prognozy. W scenariuszu WEM tempo osiąga szczyt w latach 2026–2030 i po 2030 r. wraca w okolice poziomu historycznego, natomiast scenariusz

Wykres 3.2. Moc zainstalowana sektora biogazu i biometanu: wykonanie 2020–2025 vs projekcje KPEiK



Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK [18].

WAM zakłada utrzymanie wielokrotnie wyższego tempa przez całą dekadę. Realizacja którejkolwiek z trajektorii oznaczałaby konieczność wyraźnego przyspieszenia względem dotychczasowej dynamiki – przy czym kluczowy jest moment przejścia 2025–2030.

Sektorowe role biogazu i biometanu według KPEiK

Przyjęty KPEiK precyzuje, w jakich sektorach biogaz i biometan mają zastąpić paliwa kopalne, wskazując równoległe kierunki i priorytety ich racjonalnego wykorzystania. Biometan jest tzw. paliwem „drop-in” – substytutem gazu ziemnego, czyli paliwem zamiennym w istniejącej infrastrukturze gazowej – i pełni komplementarną rolę wobec elektryfikacji bezpośredniej tam, gdzie ta jest technicznie lub ekonomicznie nieuzasadniona.[18] Dokument wskazuje szeroki katalog zastosowań: jednostki gazowe pracujące szczytowo w elektroenergetyce, ciepłownictwo systemowe, przemysł (zwłaszcza wymagający wysokich temperatur procesowych i sektory hard-to-abate) oraz transport ciężki. W analizach branżowych biometan jest pozycjonowany jako szybsze i tańsze narzędzie dekarbonizacji sektorów trudnych do elektryfikacji niż konkurencyjne nośniki, w szczególności wodór odnawialny.[51]

Biogaz w scenariuszu WEM zachowuje dotychczasową rolę paliwa kogeneracyjnego – produkcja energii elektrycznej i ciepła w jednostkach zlokalizowanych przy źródle substratu. W scenariuszu WAM lokalna funkcja kogeneracyjna biogazu zostaje utrzymana, a moce elektrociepłowni na biogaz podlegają po 2030 roku dalszemu, stabilnemu wzrostowi. Jednocześnie ciężar skokowego rozwoju nowych mocy w dokumencie przeniesiony jest na oczyszczanie biogazu w miejscach o największej koncentracji substratów, co pozwala na wprowadzenie gazu do sieci i dekarbonizację transportu drogowego, ciepłownictwa systemowego oraz przemysłu. [18]

Te dwie ścieżki przekładają się na jakościowo odmienne profile popytu na zdolności wykonawcze i technologiczne sektora. Wariant WEM utrzymuje strukturę zbliżoną do dotychczasowej. Realizacja wariantu WAM wymagałaby skokowego rozwoju mocy w segmentach oczyszczania, sprężania i skraplania biometanu oraz integracji z siecią gazową – szczególnie w dekadzie 2030–2040.

3.2 Scenariuszowy model liczby instalacji

Logika modelu i instalacja referencyjna

Liczba instalacji w tym opracowaniu nie jest wielkością narzuconą ani docelowym planem budowy, lecz wynikiem przyjętego sposobu przeliczenia: roczne cele produkcyjne biogazu i biometanu z KPEiK odniesiono do produkcji dwóch instalacji referencyjnych – biogazowni 1 MWel i biometanowni 1,5 MWel. Oddają one skalę rozbudowy potrzebnej do osiągnięcia wolumenów danego scenariusza, a nie konkretny rozkład mocy poszczególnych obiektów. W rzeczywistości rynek zrealizuje te wolumeny w instalacjach o zróżnicowanej wielkości. Za nowe obiekty liczone są te powstałe od 2026 r.

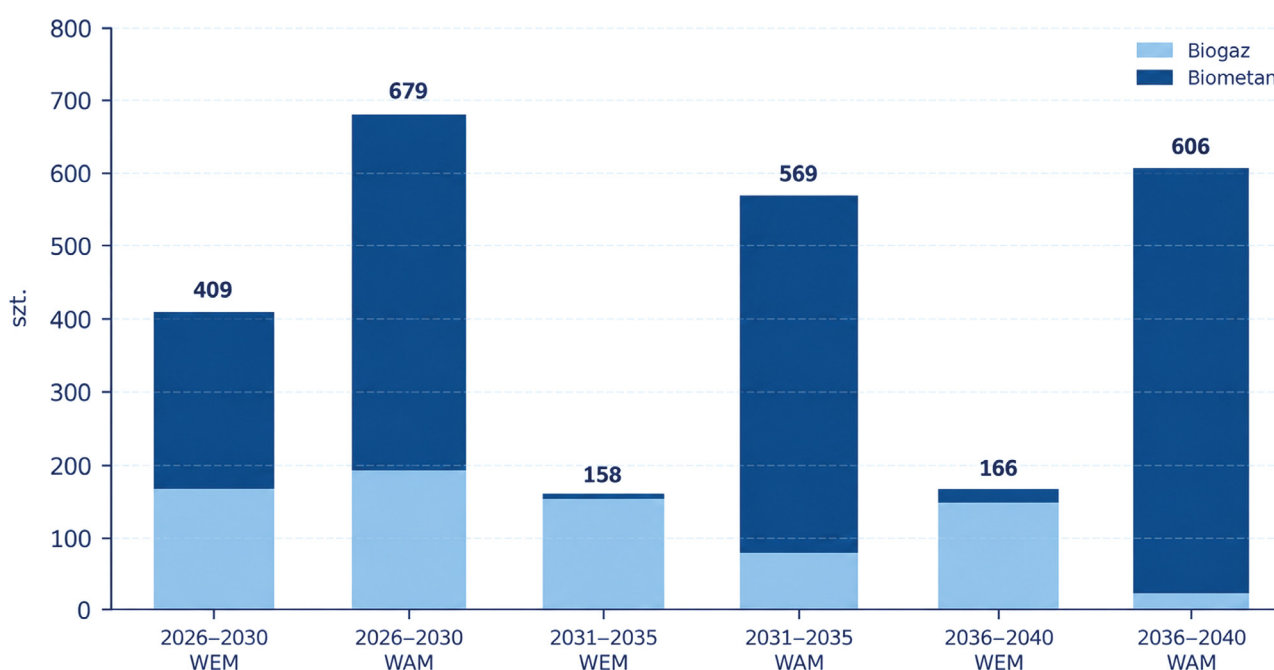
WEM i WAM są scenariuszami analitycznymi opartymi na prognozach, a w tym opracowaniu służą do wyznaczenia przedziału możliwych ścieżek rozwoju sektora. Realizacja którejkolwiek z nich zależy od polityki wsparcia, popytu na biometan, dostępności finansowania, zdolności przyłączeniowych sieci oraz krajowych zdolności wykonawczych. Liczby w tym opracowaniu są implikacją tych scenariuszy i przyjętych założeń modelowych – pokazują skalę i strukturę zjawisk, nie ich pewny przebieg.

Dla biogazu instalacją referencyjną jest biogazownia 1 MWel z dwoma jednostkami kogeneracyjnymi o łącznej mocy elektrycznej, pracująca 8 300 godzin rocznie, z produkcją 8,3 GWh energii elektrycznej i pełnym kosztem projektu ok. 32,9 mln PLN w cenach stałych (łącznie z DEVEX, nadzorem inwestorskim i 5% rezerwą na prace dodatkowe). Dla biometanu – instalacja 1,5 MWel o strumieniu biometanu netto 252 Nm³/h i pełnym koszcie projektu ok. 58,5 mln PLN w analogicznym ujęciu. Pełna parametryzacja, harmonogram cyklu inwestycyjnego i kosztorys pozycyjny obu instalacji opisane są w rozdziale poświęconym matrycy krajowego komponentu.

Liczba instalacji i tempo przyrostu w okresie 2026–2040

Zastosowanie tego przeliczenia do celów KPEiK daje rozkład przyrostów nowych instalacji w trzech kolejnych okresach pięcioletnich, w obu scenariuszach i z podziałem na technologię. Wykres 3.3 prezentuje pełen obraz tego rozkładu – to liczba nowych obiektów oddawanych do użytku w każdym z tych okresów, nie skumulowana liczba instalacji już działających.

Wykres 3.3. Przyrost nowych instalacji w okresach 5-letnich, po wariantach i typach



Źródło: opracowanie własne.

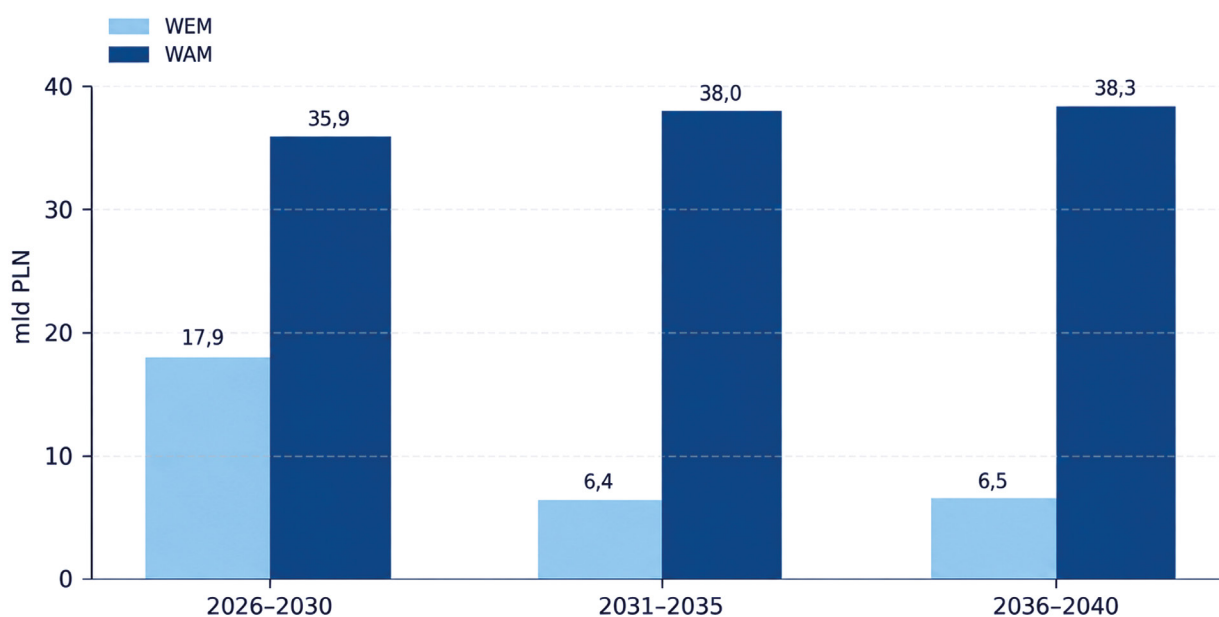
Częścią rynku biometanu jest i pozostanie konwersja istniejących biogazowni kogeneracyjnych przez dobudowę układu oczyszczania biogazu. Takie rozwiązanie pozwala wykorzystać istniejącą infrastrukturę fermentacji i logistykę substratu, skrócić zakres procesu inwestycyjnego oraz ograniczyć część ryzyk administracyjnych. W krajach o dojrzałym sektorze, zwłaszcza w Niemczech i Francji, jest to istotny kanał przyrostu mocy biometanowych.

W warunkach polskich konwersja nie zmienia jednak istoty wyzwania inwestycyjnego. Krajowy niedobór mocy jest na tyle duży, że jego uzupełnienie — nawet przy pełnym wykorzystaniu potencjału rozbudowy istniejących biogazowni — i tak wymaga budowy znacznej liczby nowych instalacji i pociąga za sobą nakłady tego samego rzędu wielkości.[75] Dlatego w dalszej analizie efekt konwersji jest świadomie traktowany jako pomijalny: nie pomniejsza on w istotny sposób szacowanego popytu inwestycyjnego.

Nakłady inwestycyjne

Łączne nakłady na budowę nowych instalacji w horyzoncie 2026–2040, po waloryzacji do cen bieżących, wynoszą 30,9 mld PLN w wariantcie WEM i 112,3 mld PLN w wariantcie WAM. Oba scenariusze różni przede wszystkim rozkład w czasie: WEM koncentruje większość strumienia w latach 2026–2030 (ok. 58% horyzontu), a po 2030 r. tempo nakładów wyraźnie słabnie; WAM rozkłada je niemal równomiernie przez cały horyzont, z lekkim narastaniem w czasie.

Wykres 3.4. Nakłady inwestycyjne w okresach 5-letnich, mld PLN (po waloryzacji)



Źródło: opracowanie własne.

Pełen rozkład nakładów w dwunastu kategoriach branżowych w każdym z trzech pięcioletnich okresów (2026–2030, 2031–2035, 2036–2040) i w obu scenariuszach, wraz z krajową wartością dodaną dla każdej pozycji, zawarty jest w załączniku tabelarycznym do rozdziału. W treści głównej przedstawiono omówiono zsumowane wartości horyzontu oraz kategorie krytyczne z perspektywy ekspozycji rynku na import technologii.

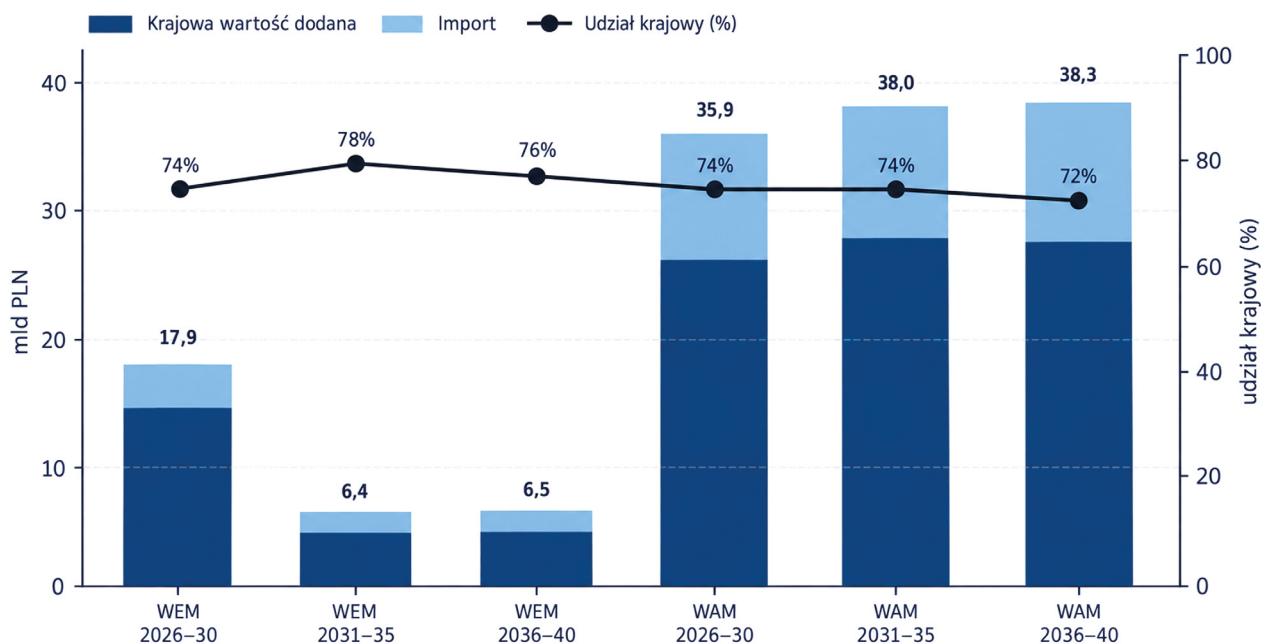
Krajowa wartość dodana i ekspozycja na import

Nakłady inwestycyjne stanowią zarówno popyt na pracę i materiały krajowe, jak i strumień zamówień kierowany do dostawców zagranicznych — w proporcjach zależnych od struktury kategorii kosztowych każdej instalacji. Krajową wartość dodaną w nakładach szacuje matryca udziału krajowego opisaną w rozdziale poświęconym krajowemu komponentowi, oparta na rzeczywistym pochodzeniu wartości w poszczególnych kategoriach kosztowych. W całym horyzoncie 2026–2040 proporcjonalny udział

krajowy pozostaje stabilny, natomiast bezwzględny wolumen importu rośnie wraz ze skalą programu inwestycyjnego.

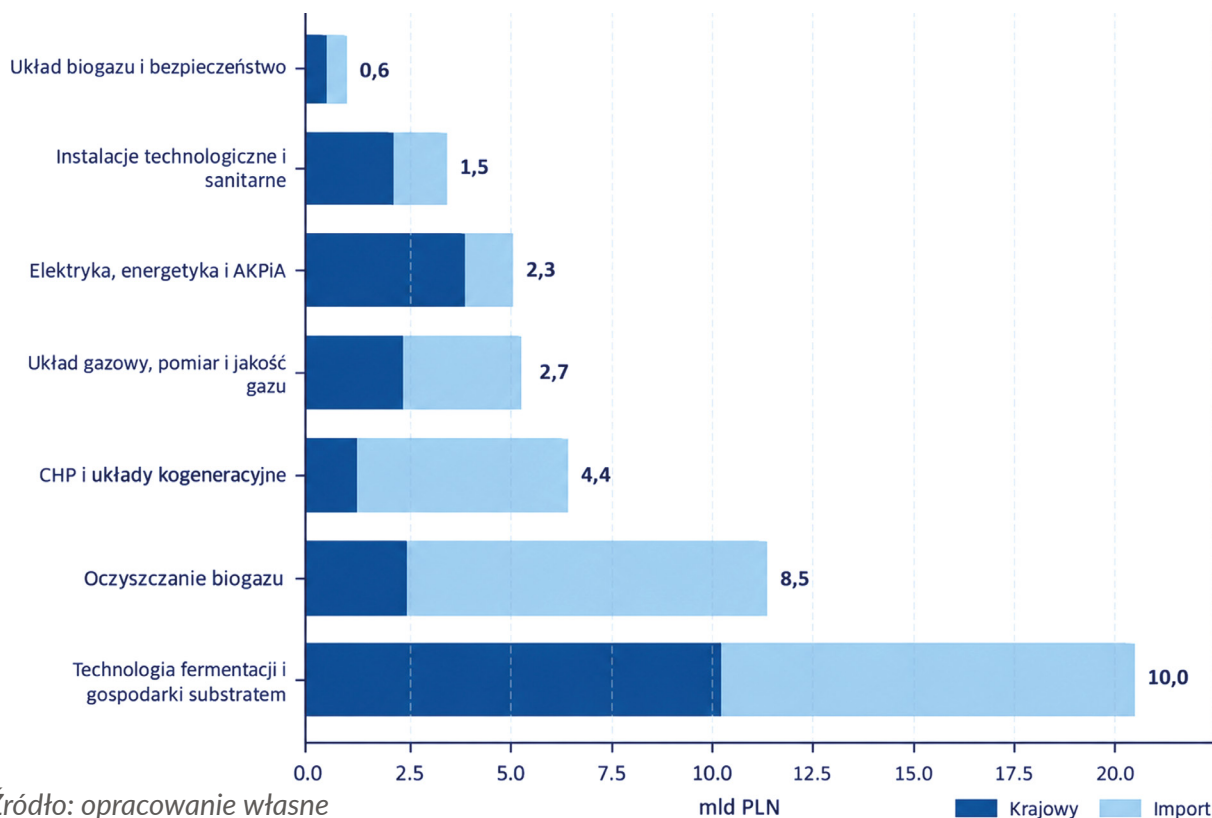
W scenariuszu WEM krajowa wartość dodana wynosi 23,3 mld PLN przy 7,6 mld PLN nakładów kierowanych do dostawców zagranicznych (75,4% udziału krajowego), w scenariuszu WAM odpowiednio 82,3 mld PLN i 30,0 mld PLN (73,3% udziału krajowego). Wartości te są implikacją przyjętych scenariuszy KPEiK i założeń modelowych, nie prognozą rynku. Wykres 3.5 pokazuje, że proporcja krajowa w obu scenariuszach pozostaje w wąskim paśmie 72–78% niezależnie od skali.

Wykres 3.5. Krajowa wartość dodana, import i udział krajowy w okresach 5-letnich



Źródło: opracowanie własne.

Wykres 3.6. Branże generujące import w wariantie WAM 2026–2040, mld PLN



Źródło: opracowanie własne

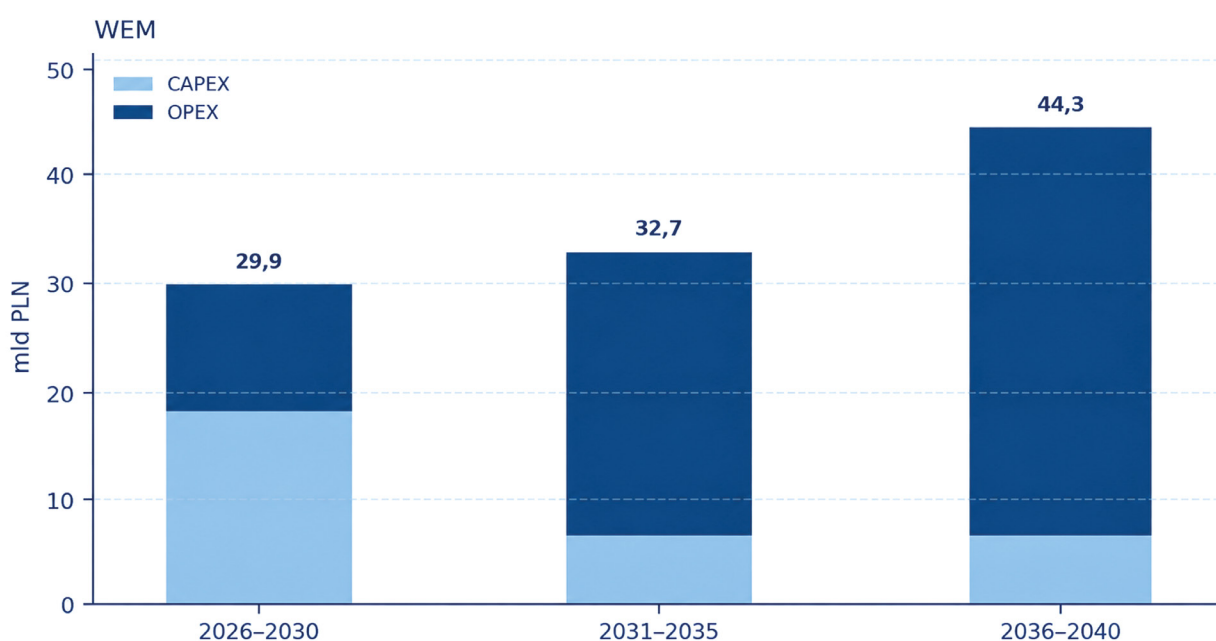
Ten – odpowiadający ok. 27% nakładów WAM – strumień importu nie rozkłada się równomiernie po wszystkich kategoriach, lecz koncentruje się w kilku branżach krytycznych dla technologii biometanowej. Wykres 3.6 pokazuje, że pięć kategorii o najwyższym wkładzie importu w wariantcie WAM 2026–2040 generuje 28,0 z 30,0 mld PLN całego strumienia (93% importu), a trzy pierwsze – technologia fermentacji, oczyszczanie biogazu i kogeneracja – niemal 23 mld PLN (76%). Skala europejskiego boomu inwestycyjnego, omówiona w rozdziale porównującym rynki UE, oznacza, że ci sami dostawcy będą równolegle obsługiwać Francję, Hiszpanię i Włochy – to przekłada się na ryzyko cenowe i harmonogramowe widoczne nie w średniej, lecz w wartościach bezwzględnych każdej z tych pięciu kategorii.

Wniosek z modelu jest spójny: scenariusz WAM nie zmienia w istotny sposób relatywnego udziału krajowej wartości dodanej, ale strukturalnie zwiększa wolumen importu w tych samych kilku kategoriach, w których krajowa baza wykonawcza pozostaje najśłabsza.

Strumień operacyjny w skali sektora

Sama budowa instalacji to pierwsza warstwa wpływu sektora na krajową gospodarkę. Strumień operacyjny pojedynczej biometanowni – substrat, serwis, podatki, wynagrodzenia, media – w 25-letnim cyklu przekracza 71 mln PLN realnych na MWg i niemal w całości pozostaje w Polsce; profil biogazowni kogeneracyjnej różni się od niego marginalnie.[74] Przy konserwatywnym założeniu, że liczymy wyłącznie nowe obiekty oddane po 2025 r. (z pominięciem już działających instalacji biogazowych), eksploatacja okazuje się dominującym kanałem oddziaływania sektora – zarówno w skali rocznych strumieni, jak i kumulatywnie do 2040 r.

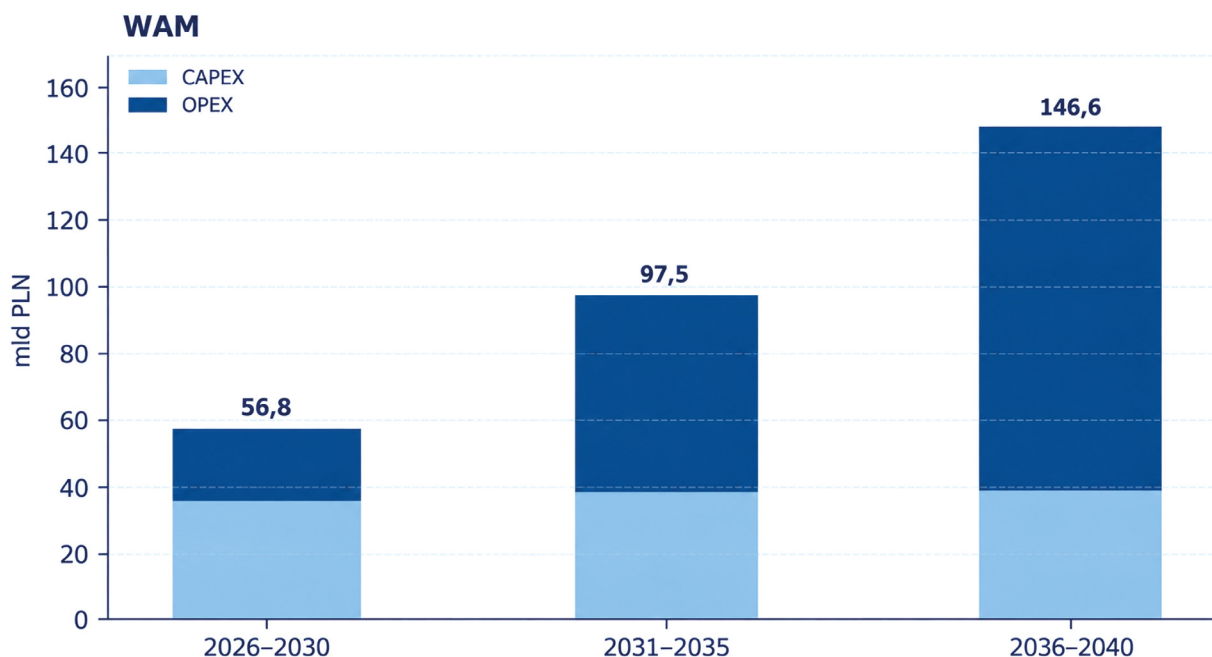
Wykres 3.7. Łączny strumień ekonomiczny w wariantcie WEM: nakłady inwestycyjne i eksploatacja w okresach 5-letnich, mld PLN



Źródło: opracowanie własne.

Złożenie obu strumieni zmienia sposób, w jaki należy oceniać gospodarcze znaczenie sektora. Po początkowej fazie, w której dominują nakłady inwestycyjne, ciężar oddziaływania trwale przenosi się na eksploatację – powtarzalny, corocznie odnawiany strumień wydatków na substrat, obsługę i utrzymanie, który nie wygasa wraz z zakończeniem budowy. Biogaz i biometan działają więc nie jak jednorazowy impuls inwestycyjny, lecz jak rozproszona infrastruktura przemysłowa o długim horyzoncie pracy. Ponieważ rachunek obejmuje wyłącznie instalacje oddane po 2025 r. i tylko część ich cyklu eksploatacji przypadającą do 2040 r., rzeczywisty wieloletni wkład sektora do gospodarki jest większy, niż pokazują zsumowane wartości w tym horyzoncie.

Wykres 3.8. Łączny strumień ekonomiczny w wariantcie WAM: nakłady inwestycyjne i eksploatacja w okresach 5-letnich, mld PLN



Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.1. Skumulowany strumień ekonomiczny inwestycji i eksploatacji per scenariusz, mld PLN nominalnie po waloryzacji

Scenariusz	Rok	CAPEX	OPEX	Razem	W Polsce	W gminie lokalizacji (z OPEX)
WEM	2030	17,9	12,0	29,9	25,2	2,6
	2035	24,4	38,3	62,6	56,5	8,4
	2040	30,9	76,1	106,9	99,3	16,6
WAM	2030	35,9	20,8	56,8	47,4	4,6
	2035	73,9	80,3	154,2	134,8	17,5
	2040	112,3	188,6	300,9	270,7	41,2

Źródło: opracowanie własne.

Połączenie obu strumieni daje pełniejszy obraz krajowej wartości dodanej niż sama analiza nakładów. Eksploatacja, pozostająca niemal w całości w kraju, podnosi łączny udział krajowy całego programu znacznie powyżej poziomu wynikającego z samych nakładów inwestycyjnych: z 75,4% do 92,9% w wariantcie WEM i z 73,3% do 90,0% w wariantcie WAM. Tabela 3.2 zestawia ten skumulowany efekt do 2040 r.

Tabela 3.2. Skumulowany udział krajowy łącznego strumienia inwestycji i eksploatacji do 2040 r., po wariantach

Scenariusz	Łączny strumień (CAPEX+OPEX)	Krajowa wartość dodana	Udział krajowy łącznie	Dla porównania: udział w samych nakładach
WEM	106,9	99,3	92,9%	75,4%
WAM	300,9	270,7	90,0%	73,3%

Źródło: opracowanie własne.

Strumień operacyjny ma cechę, która odróżnia biogaz i biometan od pozostałych źródeł OZE: jego struktura geograficzna jest wyjątkowo lokalna. Ponad jedna piąta trafia bezpośrednio do gminy lokalizacji instalacji, a niemal połowa pozostaje w obrębie powiatu wraz z gminą.^[74] W skali wariantu WAM

przekłada się to do 2040 r. na kilkadziesiąt mld PLN strumienia ekonomicznego skierowanego do polskich gmin lokalizacji wyłącznie z tytułu eksploatacji – niezależnie od tego, ile z nakładów inwestycyjnych w tej samej skali zostanie zrealizowanych przez krajowych wykonawców.

Wnioski dla rynku i polityki regionalnej

Łączny efekt nakładów i eksploatacji powinien zmieniać perspektywę debaty o krajowej wartości dodanej i ekspozycji na import, który dotyczy jedynie wąskiego strumienia ekonomicznego. Nie zwalnia to z konieczności wzmacniania krajowej bazy wykonawczej – przeciwnie, czyni ją kluczową tam, gdzie ryzyko jest realne.

Odrębną wartością biogazu i biometanu, niespotykaną w innych źródłach rozpatrywanych w KPEiK – fotowoltaice wielkoskalowej, wietrze lądowym czy morskim – jest lokalnie zakotwiczony strumień operacyjny. Energia z paneli i turbin po fazie budowy nie kupuje substratu od okolicznych gospodarstw ani nie zatrudnia ludzi do codziennej obsługi procesu fermentacji. Skala tego strumienia jest na tyle istotna, że w wariancie WAM średnia gmina przyjmująca jedną instalację referencyjną otrzyma w 25-letnim cyklu blisko 58 mln PLN realnie z samej eksploatacji [74] – wartość porównywalna z budżetem inwestycyjnym typowej gminy wiejskiej w okresie dekady.

Do strumienia pieniężnego dochodzi efekt materiałowy, którego pozostałe źródła nie wytwarzają. Produktem ubocznym fermentacji jest poferment zawierający składniki pokarmowe, w tym azot, fosfor i potas, pozwalający ograniczać zużycie nawozów mineralnych, a w odpowiednio dobranym planie nawożenia częściowo je zastępować w gospodarstwach dostarczających substrat. [76] Ponieważ krajowe zaopatrzenie nawozowe opiera się na importowanych surowcach, substytucja ta może ograniczać wydatki gospodarstwa na nawozy mineralne w tym samym miejscu, w którym powstaje instalacja.

Powinno to być widoczne w komunikacji z samorządami, dla których obecny etap rozwoju sektora jest momentem decyzji o przyjęciu lub odrzuceniu pojedynczych projektów na poziomie planowania przestrzennego.

3.3 Porównanie z planami rozwoju biogazu i biometanu w wybranych krajach UE

Polska rozwija pierwsze projekty biometanowe w okresie, w którym niemal wszystkie wiodące rynki europejskie zapisały w swoich strategiach energetycznych ambitne cele na 2030 rok i jednocześnie zwiększają skalę inwestycji. Dla pytania o gotowość polskiego rynku istotne są dwie obserwacje płynące z tych strategii. Pierwsza: budowa instalacji fermentacji generuje popyt na te same kategorie wykonawcze – zbiorniki i komory fermentacyjne, instalacje mechaniczne, automatykę, CHP a dla projektów biometanowych dodatkowo moduły oczyszczania biogazu. Dlatego znaczenie ma łączna skala budowy oraz jaki typ biogazowni będzie budowany – biogaz czy biometan. Równoległy popyt z kilku rynków UE może ograniczać dostępność tych zasobów zwłaszcza. Druga, mniej oczywista: większość analizowanych rynków pozostaje dziś znacznie poniżej poziomów wynikających z własnych celów lub scenariuszy na 2030 rok, pomimo hojnego wsparcia finansowego – na co wpływ mają m.in. strukturalne ograniczenia lokalnych łańcuchów dostaw wykonawców.

Strategie krajowe a dystans do celu

Porównanie bieżącej produkcji z celami strategicznymi pokazuje, że większość analizowanych państw posiadających ilościowe cele rozwoju pozostaje od nich wyraźnie oddalona. Dla oceny zaplecza wykonawczego istotna jest przede wszystkim skala przyrostu, który musiałby zostać zrealizowany do końca dekady.

Poniższa tabela zestawia produkcję biogazu i biometanu w 2024 r. z celami lub ambicjami przyjętymi przez poszczególne państwa. Ich zakres nie jest jednolity: część obejmuje wyłącznie biometan, inne łączną produkcję biogazu i biometanu, a w Danii i Holandii punkt odniesienia ma charakter udziałowy lub regulacyjny.

Tabela 3.3. Produkcja 2024 i cele 2030 – biogaz i biometan (TWh energii pierwotnej / rok)

Kraj	Biogaz 2024	Biometan 2024	Razem	Cel 2030	Zakres celu
Niemcy	~87	~11	~98	brak	—
Francja	~10	~12	~22	~50	biogaz + biometan (~44)
Włochy	~24	~7	~30	~57	tylko biometan
Dania	~1	~8	~9	100%	udział biometanu w zużyciu
Hiszpania	~4	<1	~4	20	biogaz + biometan
Holandia	~2	~3	~5	~8	tylko biometan (2031)
Polska (WEM)	~5	0	~5	~14	biogaz + biometan
Polska (WAM)	~5	0	~5	~19	biogaz + biometan

Źródło: opracowanie własne na podstawie EBA Statistical Report 2025 [9]

Tabela pokazuje przede wszystkim skalę dystansu między obecną produkcją a zakładanym rozwojem rynku do końca dekady. Oznacza to, że polskie przyspieszenie będzie następować równolegle ze wzrostem aktywności inwestycyjnej w innych państwach UE, zwiększając znaczenie dostępności technologii, wykonawców i zdolności realizacyjnych.

Francja: silny rozwój mechanizmu popytu regulowanego

Francja jest jednym z największych europejskich rynków biometanu – 731 instalacji włączających i zdolność ok. 13,9 TWh/rok na koniec 2024 roku – z łącznym celem PPE3 ok. 50 TWh do 2030 roku (44 TWh włączania biometanu plus ok. 6 TWh pozostałego biogazu niewłączanego do sieci).[77][52] Model wsparcia opiera się na obowiązku popytowym CPB (od 2026 roku), który nakłada na objętych systemem dostawców gazu obowiązek umarzania certyfikatów biometanu – przy stopniowo rosnącym poziomie obowiązku – i tworzy przewidywalny, lokalnie zakontraktowany strumień projektów.[52] Szybszy od zakładanego rozwój sektora, przy wyższym od oczekiwanego średnim koszcie produkcji, spowodował podniesienie szacowanego zobowiązania państwa z tytułu systemu obowiązku zakupu na lata 2019–2028 z 9,7 do 17 mld EUR.[78]

Niemcy: duży dojrzały rynek w fazie modernizacji

Niemcy dysponują największą w Europie bazą instalacji biogazowych. Na koniec 2025 roku działało tam 9 605 instalacji, w tym 290 produkujących biometan, których produkcja wyniosła 12,8 TWh.[79] Jest to jednak rynek dojrzały, w którym coraz większą rolę odgrywają modernizacja istniejących instalacji, zwiększanie ich elastyczności oraz konwersja biogazu do biometanu, a nie wyłącznie rozwój nowych projektów greenfield. W 2024 roku uruchomiono 21 nowych instalacji włączania biometanu – najwięcej od dekady – jednak tempo rozwoju pozostaje niewielkie w porównaniu ze skalą istniejącego rynku.[80]

GasNZV wygaśa z końcem 2025 roku, jednak część dotychczasowych zasad przyłączenia pozostaje przejściowo stosowana, a zasady dostępu biogazu do sieci zostały w znacznej części przeniesione do nowego reżimu ZuBio. [81] Niemiecki rynek pozostaje więc dużym źródłem kompetencji technologicznych i wykonawczych, ale jego dalszy rozwój odbywa się w zmieniającym się otoczeniu regulacyjnym.

Włochy: 2. rynek biogazowy UE w fazie konwersji

Włochy to jeden z kluczowych rynków biometanowych w UE, z programem wsparcia z PNRR (dotacja do 40% CAPEX plus 15-letnia taryfa operacyjna) i celem PNIEC 5,7 mld m³ biometanu do 2030 roku.[82] W pięciu aukcjach 2023–2025 alokowano ok. 250 tys. Sm³/h zdolności (ponad 90% dostępnej kwoty) – rozdzielonej po równo na konwersje istniejących instalacji oraz nowe projekty (greenfield) – co przy pełnym uruchomieniu i nominalnym wykorzystaniu odpowiada szacunkowej dodatkowej produkcji na poziomie 2,1 - 2,3 mld m³ rocznie. Choć to imponujący przyrost, wciąż pozostawia kraj poniżej celu PNIEC 5,7 mld m³. [83]

Dania, Holandia i Hiszpania: dojrzałość, regulacja i wschodzący pipeline

Dania należy do najbardziej zaawansowanych europejskich rynków biometanu. W 2025 roku zielony gaz odpowiadał za niespełną 40% gazu w krajowym systemie gazowym.[84] Polityczna ambicja zapisana w duńskim planie energetyczno-klimatycznym zakłada, że do 2030 roku krajowa produkcja biogazu ma odpowiadać 100% krajowego zużycia gazu. Najnowsza projekcja Energistyrelsen (KF26) wskazuje jednak, że pełne pokrycie krajowego zużycia zielonym gazem nastąpi od 2035 roku.[84] Dania pozostaje więc przykładem rynku bardzo zaawansowanego, na którym tempo wzrostu produkcji oraz równoczesny spadek zużycia gazu wspólnie determinują moment osiągnięcia pełnego pokrycia popytu zielonym gazem.

W Holandii projektowany obowiązek domieszki zielonego gazu ma rozpocząć się w 2027 roku i stopniowo wzrosnąć do poziomu odpowiadającego ok. 0,84 mld m³ zielonego gazu rocznie od 2031 roku.[85] Jest to mechanizm popytowy, a nie bezpośredni krajowy cel produkcyjny, dlatego jego skali nie należy interpretować jako obowiązku wytworzenia całego wolumenu w Holandii.

Hiszpania pozostaje natomiast na znacznie wcześniejszym etapie rozwoju rynku biometanu. W 2024 roku do systemu gazowego wprowadzono 319 GWh biometanu z 12 instalacji.[86] Jednocześnie PNIEC zakłada osiągnięcie 20 TWh rocznej produkcji biogazu w 2030 roku. Rozwój projektów biometanowych jest jednym ze sposobów realizacji tego celu, a od 2026 roku Hiszpania przygotowuje dodatkowo stopniowo rosnący obowiązek udziału biometanu w sprzedaży gazu.

Czy Polska może wspierać się importem?

Zestawienie strategii krajowych prowadzi do wniosku istotniejszego niż sama skala europejskiego boomu: większość analizowanych rynków pozostaje dziś poniżej poziomów wynikających z celów lub scenariuszy na 2030 rok. Jest to sygnał, że sektor – ze względu na pozwolenia, dostęp do substratu, niepewność wsparcia i presję kosztową – z trudem osiąga własne cele, a tym bardziej je przekracza. Nie oznacza to, że w Europie wystąpi trwały niedobór zdolności wykonawczych.

Dla Polski oznacza to konieczność wyważenia dwóch perspektyw. Import technologii pozostanie potrzebny i dostępny, ale równoległy popyt europejski zwiększa ryzyko konkurencji o dostawców, może wydłużać terminy dostaw i ograniczać dostępność technologii w okresach spiętrzenia inwestycji, podnosząc ryzyko cenowe i harmonogramowe. Import nie powinien być więc traktowany jako nieograniczony bufor zdolności wykonawczych – strategia Polski powinna zakładać jednoczesne korzystanie z technologii zagranicznych i wzmacnianie krajowych segmentów wykonawczych, tak aby harmonogram krajowych projektów był mniej wrażliwy na cykle inwestycyjne na rynkach sąsiednich.

4. Rekomendacje

Polski rynek biometanu jest w momencie, w którym o jego przyszłej skali coraz mniej będzie decydować sam potencjał, a coraz bardziej jakość podejmowanych dziś decyzji. Pierwsza fala inwestycji może uruchomić nie tylko nowe moce produkcyjne, lecz także rozwój krajowych kompetencji, wykonawstwa i trwałych łańcuchów wartości. Dlatego kluczowym wyzwaniem nie jest wzrost za wszelką cenę, lecz stworzenie warunków, w których rynek będzie mógł rozwijać się w sposób przewidywalny, konkurencyjny i możliwy do skalowania, a potencjalny impuls inwestycyjny przełoży się na trwały rozwój sektora i możliwie dużą wartość pozostającą w polskiej gospodarce.

4.1. Wskazać kierunek rozwoju i nadać mu tempo możliwe do zrealizowania

Podejście przedziałowe zapewnia stronie publicznej elastyczność planistyczną, ponieważ realizacja dowolnego wyniku mieszczącego się między WEM a WAM pozostaje zgodna z przyjętymi założeniami. Jednocześnie część ryzyka związanego z docelową skalą rynku przenosi na podmioty, które już dziś muszą podejmować decyzje o rozwoju zdolności wykonawczych.

Powstrzymanie się od takiej decyzji jest racjonalne. Skutkiem jest jednak oddanie pola firmom, które kompetencje budują na rynkach, gdzie ramy systemowe i prawne zostały przesądzone. Jeżeli wartość dodana ma powstawać w kraju, ramy muszą być przynajmniej średnioterminowo (a najlepiej długoterminowo) przewidywalne — nie po to, by komukolwiek dodać korzyść, tylko po to, by nie dokładać ryzyka do przedsięwzięcia, które i tak jest ryzykowne.

4.1.1 Wskazać ścieżkę rozwoju

PROBLEM

Model scenariuszowy raportu pokazuje wspólną cechę obu wariantów: już do 2030 roku rynek ma istotnie zwiększyć skalę. Łączna produkcja biogazu i biometanu rośnie z szacowanych na ok. 5,6 TWh w 2025 roku do 14,1 TWh w WEM i 19,8 TWh w WAM. Do 2040 roku rozjazd staje się znacznie większy: 20,8 TWh w WEM wobec 44,4 TWh w WAM.

Różnica dotyczy także struktury produkcji. W 2040 roku WEM oznacza ok. 15,2 TWh biogazu i 5,6 TWh biometanu, podczas gdy WAM ok. 11,6 TWh biogazu i 32,8 TWh biometanu. Dla inwestorów, wykonawców, dostawców technologii i operatorów istotna jest więc nie tylko skala rynku, lecz także proporcja między lokalnym wykorzystaniem biogazu a jego przetwarzaniem do biometanu.

ROZWIĄZANIE

Resort wskazuje docelową ścieżkę rozwoju w trzech wymiarach: łączny wolumen, podział produkcji między biogaz i biometan oraz profil tempa w kolejnych okresach z konkretnie podanymi wielkościami. Elementem rządowych zapewnień i decyzji jest z góry określony moment przeglądu wraz z kryteriami korekty, które powinny mieć z góry określone przedziały wielkości ewentualnych zmian. Przegląd ma pozwalać dostosować skalę i strukturę rynku do rzeczywistego rozwoju projektów, popytu i infrastruktury, ale nie może zastępować wcześniejszej decyzji kierunkowej. Dzięki temu ścieżka pozostaje wiarygodna dla rynku, a jednocześnie nie jest nieodwracalna.

EFEKT

Ograniczenie ryzyka trajektorii i stworzenie podstawy do racjonalnego planowania mocy wykonawczych, kadr, technologii oraz infrastruktury pod konkretną strukturę rynku, zamiast pod szeroki przedział wynikający ze scenariuszy.

4.1.2 Zapewnić przewidywalną trajektorię dojścia do celu

PROBLEM

Raport pokazuje skalę przyspieszenia bez potrzeby odwoływania się do modelowej liczby obiektów. Z szacowanego poziomu ok. 5,6 TWh w 2025 roku łączna produkcja biogazu i biometanu ma wzrosnąć w ciągu pięciu lat do 14,1 TWh w WEM i 19,8 TWh w WAM, czyli odpowiednio o ok. 8,5 i 14,2 TWh rocznej produkcji. To oznacza wzrost do ok. 2,5-krotności obecnej skali w WEM i ponad 3,5-krotności w WAM.

Po 2030 roku profile wyraźnie się rozchodzą. WEM rośnie dalej do 20,8 TWh w 2040 roku, natomiast WAM do 44,4 TWh. Dla wykonawców, dostawców i inwestorów trudne jest więc nie samo szybkie tempo, lecz ryzyko spiętrzenia, a następnie gwałtownego wyhamowania. Przewidywalny wzrost - także przyspieszający - ułatwia rozbudowę mocy, planowanie dostaw i optymalizację kosztów.

Przyrost nie musi być jednak równomierny. Tempo w najbliższych latach wyznaczają dziś dostępna chłonność sieci, zapisy planów ogólnych i dostęp do wykorzystywanych substratów. Znoszenie tych ograniczeń — modernizacja sieci gazowych, a szczególnie rozwój zdolności lokalnego magazynowania, ustabilizowanie trybu zmian w planach ogólnych czy otworenie możliwości wykorzystywania nowych substratów — mogłoby następować skokowo i za każdym razem przesuwac granicę możliwej skali.

ROZWIĄZANIE

Resort określa trajektorię w sposób pozwalający planować kolejne lata. Tempo może być stabilne, stopniowo przyspieszać albo - gdy trzeba nadrobić opóźnienia - wzrosnąć szybciej na początku, ale zmiany powinny być zapowiadane z dużym wyprzedzeniem i unikać jednorazowego spiętrzenia zakończonego gwałtownym spadkiem. Trajektoria nie musiałaby rozkładać przyrostów równo — powinna natomiast sygnalizować, kiedy i w jakim zakresie spodziewane jest rozluźnianie kolejnych ograniczeń po stronie sieci, planowania przestrzennego i substratów. Zmiany te mogą być wprowadzane etapami, stopniowo poszerzając możliwą skalę, zamiast otwierać ją jednorazowo. Zapowiadane z wyprzedzeniem, z korektami w z góry określonych punktach przeglądu, dają rynkowi czytelny obraz tego, kiedy większa skala staje się prawdopodobna i ze stworzonych warunków wynika, że realizowalna

EFEKT

Możliwość planowania rozbudowy mocy wykonawczych, zamówień komponentów o długim cyklu produkcji, zaplecza serwisowego oraz kadr przy mniejszej presji kosztowej. Rynek może przyspieszać, ale robi to w sposób, który nie niszczy możliwości planowania i optymalizacji kosztów. Rozwój nie musiałby wtedy przebiegać skokowo, a nawet gdyby przyspieszał nierównomiernie, rynek wiedziałby z wyprzedzeniem, że powinien przygotować i ewentualnie zwiększyć moce.

4.2. Przełożyć trajektorię na wdrożenie i obowiązki wolumenowe

Wyznaczona trajektoria porządkuje kierunek rynku, ale sama nie uruchamia inwestycji ani popytu. Trzeba ją operacjonalizować: terminowo domknąć przepisy i rozwiązania wykonawcze, przełożyć potrzebny popyt na obowiązki wolumenowe po stronie wybranych odbiorców oraz z odpowiednim wyprzedzeniem pokazać harmonogram instrumentów po stronie podaży. Poszczególne obowiązki wolumenowe nie muszą działać jednocześnie ani wzajemnie się wykluczać — powinny odpowiadać roli danego kanału popytowego i pozostawać spójne z wyznaczoną trajektorią.

4.2.1 Domknąć ramy wdrożeniowe

PROBLEM

Przedłużające się i nieprzewidywalne procesy legislacyjne oraz wdrożeniowe zwiększają koszt utrzymania projektu w gotowości. Inwestor w tym czasie finansuje development, utrzymuje prawa do lokalizacji, odnawia dokumentację i czeka z decyzją kapitałową, nie mając pewności, kiedy mechanizm zacznie działać.

Im dłużej trwa ten okres, tym większe ryzyko, że część decyzji, warunków lub pozwoleń straci ważność, zmieniają się założenia ekonomiczne projektu albo inwestor skieruje kapitał do innych przedsięwzięć. W efekcie nawet duży pipeline nie jest zasobem trwałym: zainteresowanie może stopniowo maleć, a część przygotowanych projektów może zostać porzucona zanim rynek faktycznie ruszy.

ROZWIĄZANIE

Resort priorytetowo i bez zbędnej zwłoki domyka brakujące regulacje i akty wykonawcze oraz podejmuje działania zmierzające do możliwie szybkiego ograniczania barier po stronie sieci, planowania przestrzennego i dostępności substratów. Zakres i tempo zmian powinny odpowiadać charakterowi poszczególnych ograniczeń i realnym możliwościom wdrożeniowym, przy zachowaniu spójnego kierunku działań i możliwie wczesnym komunikowaniu istotnych zmian regulacyjnych.

EFEKT

Utrzymanie większej liczby projektów w gotowości do inwestycji i udziału w pierwszych aukcjach, większa konkurencja między ofertami oraz mniejsze ryzyko, że opóźnienie regulacyjne samo ograniczy skalę rynku jeszcze przed jego uruchomieniem.

4.2.2 Ustanowić obowiązki wolumenowe dotyczące biometanu w wybranych kanałach popytu

PROBLEM

Koszt wytworzenia biometanu przewyższa aktualną cenę gazu ziemnego. Podmiot, który nie ma obowiązku do wykonania, nie ma więc powodu, by kupować paliwo droższe od dostępnego zamiennika — zakup obciążałby jego wynik bez korzyści dającej się przedstawić właścicielowi lub regulatorowi. Motywy pozacenowe, takie jak własne cele emisyjne czy oczekiwania odbiorców, skłaniają część podmiotów do zakupu, ale dotyczą wolumenów zbyt małych, by utworzyć rynek. Dobrowolny popyt pozostaje w tych warunkach marginalny, a rynek zbytu tworzą wyłącznie odbiorcy, którzy mają jakieś wewnętrzne/zewnętrzne uzasadnienie takich zakupów.

Dyskusja koncentruje się dlatego wokół NCW — jedyne działającego dziś obowiązku, w którym biometan może uczestniczyć, mając jednakże dużą konkurencję. Ustawa dopuszcza rozliczanie NCW biometanem [15] w zakresie paliw transportowych, ale rozliczenie nie jest wykonalne do czasu wydania rozporządzenia o wymaganiach jakościowych, czyli przełom lat 2026/2027. Nawet potem obowiązek pozostaje neutralny technologicznie: może być wykonany innymi paliwami, więc o wolumenie zakupów decyduje podmiot zobowiązany, a nie norma.

Ciepłownictwo systemowe zatrzymuje się z innego powodu. Motyw zakupu już tam działa — koszt uprawnień w ETS1, kryteria efektywnego systemu i wymogi taksonomii czynią z biometanu spalanego w istniejących jednostkach gazowych szybką ścieżkę zgodności. Brakuje natomiast podstawy, by przedsiębiorstwo taryfowane uznało premię biometanową w kosztach uzasadnionych, więc zakup droższego paliwa pozostaje decyzją, której nie ma jak obronić przed regulatorem.

ROZWIĄZANIE

Istniejący NCW należy traktować jako kanał, w którym biometan może uczestniczyć, po wdrożeniu niezbędnych rozporządzeń. Jeżeli transport i ciepłownictwo mają tworzyć rzeczywisty popyt, część trajektorii powinna zostać przełożona na obowiązki wolumenowe odnoszące się bezpośrednio do biometanu, a w kanale taryfowanym uzupełnione o podstawę uznania premii biometanowej w kosztach uzasadnionych. Tam, gdzie biometan zastępuje gaz ziemny poza reżimami emisyjnymi, obowiązek może być wsparty rozwiązaniami dodatkowymi – na przykład mechanizmem różnicującym produkty według emisyjności. Poszczególne obowiązki nie muszą działać jednocześnie ani mieć identycznej konstrukcji, ale ich łączna skala i harmonogram powinny operacjonalizować tę samą trajektorię.

EFEKT

Wykreowanie popytu, który odbiorcy mogą uzasadnić obowiązkiem do wykonania, zakontraktować z wyprzedzeniem i w kanale taryfowanym obronić jako koszt uzasadniony. Dla wytwórców oznacza to trwalszy rynek zbytu, a dla sfer rządowych-operacjonalizację trajektorii bez uzależniania rynku od jednego kanału, w którym biometan konkuruje wyłącznie ceną.

4.2.3 Ogłosić wieloletni kalendarz aukcyjny i przewidywalny harmonogram obowiązków wolumenowych

PROBLEM

Projektowany system aukcyjny obejmuje jedynie część potencjału sektora, a bez zapowiedzianego ciągu dalszego rynek wymiaruje własne decyzje pod pierwszą transzę. [27] Rozbudowa zespołów i zamówienie komponentów o długim cyklu wymagają istotnego wyprzedzenia względem pierwszego przetargu.

Podobne ryzyko powstaje po stronie popytu, gdy obowiązek wolumenowy przez kilka lat pozostaje niski, a następnie rośnie skokowo. [15] Odbiorca odkłada wtedy decyzję do ostatniego momentu, podczas gdy wytwórca musi zainwestować kilka lat wcześniej, aby potrzebny wolumen był dostępny w roku wzrostu obowiązku. Produkcja odpowiadająca trajektorii, a tam gdzie się pojawia – także obowiązkowi wolumenowemu, nie powstanie z jednej transzy. Wymaga ciągu aukcji rozłożonego na kilka lat, ogłoszonego znacznie wcześniej niż moment, w którym wolumen ma być dostępny.

ROZWIĄZANIE

Resort ogłasza z wyprzedzeniem terminy i wolumeny kolejnych aukcji oraz harmonogram zmian obowiązków wolumenowych po stronie popytu. Wolumeny kolejnych transz warto wymiarować względem trajektorii i planowanego poziomu obowiązków, tak aby wsparcie uruchamiało produkcję z wyprzedzeniem potrzebnym do jej wykonania. Pierwsza transza powinna być komunikowana jako element uruchamiający rynek, a nie jako jego docelowa skala, jeżeli z trajektorii wynika dalszy wzrost. Instrumenty nie muszą rosnąć co roku w identycznym tempie ani być powiązane mechanicznie, ale powinny pozostawać spójne z tą samą ścieżką rozwoju – wolumen, którego nikt nie zamówił, i obowiązek, którego nie ma czym wykonać, są tak samo bezużyteczne. Kolejne kroki muszą być znane odpowiednio wcześniej, a ewentualne korekty powinny następować w zapowiedzianych punktach - oknach czasowych przeglądu a nie poprzez preferowane – jak wskazuje stosowana praktyka - doraźne przesuwanie terminów lub kumulowanie zmian w jednym roku.

EFEKT

Możliwość podejmowania decyzji inwestycyjnych, zakupowych i kontraktowych z odpowiednim wyprzedzeniem, przy ograniczeniu kumulacji ofert, zamówień i popytu bezpośrednio przed datą celu a w konsekwencji – niższe koszty przygotowania i realizacji.

4.3. Wypracować wspólne standardy i interpretacje rynku w istniejących formatach dialogu

Rozwój rynku ujawnia wiele problemów praktycznych, których nie da się dobrze rozwiązać wyłącznie z perspektywy jednego urzędu, inwestora albo finansującego. Dotyczy to m.in. kontraktów, bankowości i powtarzalnych rozbieżności interpretacyjnych. Wspólny punkt odniesienia może ograniczać koszt uczenia się rynku i zwiększać powtarzalność kolejnych projektów.

Nie trzeba w tym celu tworzyć nowych instytucji. Istnieją już zespoły i grupy robocze przy administracji i regulatorze, organizacje branżowe, dialog operatorów z wytwórcami oraz fora skupiające finansujących i uczestników łańcucha wartości. Warto konsekwentnie z nich korzystać i słuchać głosu rynku, bo to praktycy często jako pierwsi identyfikują bariery, koszty i rozbieżności, które przy większej skali mogą stać się problemem systemowym. Takie rozwiązania są szczególnie cenne dla mniejszych inwestorów i deweloperów, którzy nie dysponują własnym szerokim zapleczem prawnym, kontraktowym i finansowym i dlatego relatywnie silniej odczuwają koszt każdej niejasności oraz negocjacji prowadzonych od zera.

4.3.1 Opublikować wzorcowe umowy sektora

PROBLEM

Dwie umowy mają kluczowe znaczenie dla bankowości projektu i żadna nie ma w Polsce powszechnie stosowanego wzorca. Po stronie przychodu jest to długoterminowa umowa sprzedaży biometanu, która zależnie od modelu może obejmować dostawę fizyczną z bilansem masowym, rozliczenie wirtualne albo obrót atrybutami. Po stronie kosztu jest to umowa na dostawę substratu, który może stanowić istotną część kosztów eksploatacji i którego dostępność banki oceniają razem z umową odbioru.

W obu przypadkach każda pierwsza transakcja negocjowana jest od zera, a koszt tej negocjacji ponosi projekt w fazie, w której najtrudniej go udźwignąć. Po stronie znacznej części producentów rolnych dochodzi do tego brak punktu odniesienia: dostawca substratów nie ma jak i z czym porównać proponowanych mu warunków sprzedaży substratów.

ROZWIĄZANIE

Organizacja branżowa, wspólnie z bankami, odbiorcami biometanu i organizacjami rolniczymi, przygotowuje dobrowolne krajowe wzorce długoterminowej umowy sprzedaży biometanu oraz umowy dostawy substratu. Wzorce obejmują typowe klauzule ceny i indeksacji, jakości, dostawy i bilansu masowego, atrybutów środowiskowych oraz - po stronie substratu - potwierdzania jakości i rozliczenia pofermentu. Są to dokumenty rynkowe, a nie regulacje: nie zastępują negocjacji ani indywidualnej oceny projektu, lecz dają wspólny punkt startowy i mogą być aktualizowane wraz z doświadczeniem kolejnych transakcji.

EFEKT

Niższy koszt transakcyjny pierwszych projektów oraz szybsze dochodzenie do kontraktów akceptowalnych dla odbiorcy, dostawcy substratu i finansującego.

4.3.2 Uzgodnić ramy mitygujące ryzyko dla pierwszych projektów

PROBLEM

Bankowalność projektu zależy od jednoczesnego zabezpieczenia kilku rodzajów ryzyka: przychodu, dostaw i kosztu substratu, wykonania inwestycji i osiągnięcia parametrów technologicznych. W pierwszych projektach inwestor nie ma jeszcze utrwalonego krajowego punktu odniesienia pokazującego, które elementy są warunkiem brzegowym finansowania, a które mogą zostać wycenione przez bank w strukturze długu.

ROZWIĄZANIE

Banki finansujące sektor, wspólnie z organizacją branżową i instytucjami rozwojowymi, publikują ramy mitygujące ryzyko finansowania pierwszych projektów. Powinny one pokazywać, co inwestor powinien przygotować przed rozpoczęciem procesu kredytowego: oczekiwany zakres i horyzont kontraktu odbiorowego, sposób zabezpieczenia dostaw substratu, kluczowe postanowienia EPC i O&M, doświadczenie inwestora i generalnego wykonawcy w realizacji projektów biogazowych i biometanowych, odpowiedzialność wykonawcy, gwarancje osiągnięć, rezerwy oraz inne elementy wpływające na ryzyko oraz zakres due diligence techniczno-prawnego projektów. Ramy powinny opisywać typowe oczekiwania banków i wpływ poszczególnych ryzyk na możliwość oraz warunki finansowania. Nie zastępują indywidualnej polityki kredytowej banku, ale tworzą czytelny punkt odniesienia, aktualizowany wraz z kolejnymi zamkniętymi finansowaniami.

EFEKT

Szybsze identyfikowanie braków wpływających na finansowalność przedsięwzięcia, mniej powtarzalnych negocjacji prowadzonych od zera i lepsze przygotowanie projektów do rozmów z bankami bez ujednolicania indywidualnej polityki kredytowej poszczególnych instytucji finansowych.

4.3.3 Ujednolicać interpretacje tam, gdzie powtarzają się rozbieżności klasyfikacyjne

PROBLEM

Ta sama instalacja i te same materiały opisywane są równolegle przez przepisy o odpadach, nawozach, planowaniu przestrzennym, prawie budowlanym i o odnawialnych źródłach energii. Każdy z tych reżimów posługuje się własnymi pojęciami i nie odsyła do pozostałych, więc o kwalifikacji przesądza czasem okoliczność niezwiązana z właściwościami materiału ani ze sposobem jego wykorzystania.

Przykładem jest klasyfikacja według miejsca powstania. Ten sam produkt spożywczy skierowany do biogazowni pozwala zachować status biogazu rolniczego, gdy pochodzi z zakładu produkcyjnego i status ten odbiera, gdy pochodzi z magazynu handlowego. Skutek jest odwrotny do zamierzonego: część podmiotów rezygnuje z odbioru całego strumienia, mimo że fizycznie jest to ten sam materiał.

Takich rozbieżności nie usunie ani sprawniejsza obsługa postępowań, ani wspólna wykładnia — organ nie ma podstawy, na której mógłby orzec inaczej. Dla inwestora oznaczają one niemożność przewidzenia przebiegu sprawy, a przy portfelu instalacji — brak powtarzalnego wzorca dokumentacji i modelu.

ROZWIĄZANIE

Uczestnicy rynku zgłaszają powtarzające się rozbieżności wraz z konkretnymi przypadkami w ramach istniejących formatów dialogu, a właściwe resorty wdrażają na tej podstawie zmiany usuwające niespójności między reżimami. Przegląd prowadzony jest według dwóch kryteriów: kwalifikacja materiału wynika z jego właściwości i sposobu wykorzystania, a nie z miejsca powstania, a wymóg, którego spełnienie nie zmienia bezpieczeństwa, jakości ani efektywności, zostaje usunięty, a nie doprecyzowany. Zmiany wprowadzane są w zwykłym procesie legislacyjnym, bez tworzenia nowej struktury instytucjonalnej, ale należy przygotować po stronie rządowej efektywnie działające miejsce przyjmowania takich zgłoszeń i dystrybuowania ich ze sprawczą siłą do odpowiednich resortów celem szybkiej likwidacji niespójności.

EFEKT

Zagospodarowanie strumieni dziś pomijanych wyłącznie z powodu ryzyka kwalifikacyjnego, zgodnie z kierunkiem gospodarki obiegu zamkniętego, oraz możliwość przewidzenia przebiegu postępowania i przygotowania dokumentacji według znanego wzorca.

4.4. Ograniczyć wymagania generujące nieproporcjonalne koszty

Koszt projektu może rosnąć nie tylko przez technologię, lecz także przez wymagania, których zakres, częstotliwość albo sposób stosowania nie odpowiadają rzeczywistemu ryzyku. Dotyczy to zarówno parametrów gazu i pomiarów, jak i wymagań środowiskowych czy ograniczeń w wykorzystaniu istniejącej infrastruktury. Celem nie jest obniżanie standardów bezpieczeństwa ani ochrony środowiska, lecz systematyczne sprawdzanie, czy każdy wymóg daje korzyść proporcjonalną do kosztu, który przenosi na projekt i ostatecznie na cenę biometanu, energii lub wsparcia.

4.4.1 Racjonalizować wymagania jakościowe i pomiarowe przy przyłączeniu

PROBLEM

Dopasowanie biometanu do parametrów konkretnego obszaru sieci może wymagać propanowania albo azotowania, zależnie od składu gazu i warunków przyłączenia. [5] Są to dodatkowe nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne, które powinny być wymagane tylko wtedy, gdy są potrzebne dla zachowania jakości i bezpieczeństwa pracy sieci. Obecne przepisy wymagają ponadto od wytwórcy biometanu badania stężenia siarkowodoru (H_2S), siarki merkaptanowej i siarki całkowitej nie rzadziej niż raz na 30 minut, co zwykle wymaga kosztownej aparatury pomiarowej i jej utrzymania. Ta sama regulacja wymaga badania tych samych parametrów od przedsiębiorstwa wydobywającego gaz ziemny raz w miesiącu przy złożu zasiarczonym i raz w roku przy niezasiarczonym. [87] Różnica dotyczy więc podmiotu, a nie mierzonego ryzyka. Podobnym zagadnieniem jest wymóg zawrotu biometanu niespełniającego chwilowo parametrów sieciowych.

Zapowiadane są zmiany ograniczające część tych wymagań. Do czasu ich wejścia w życie inwestor musi jednak ujmować odpowiednie nakłady i koszty w budżecie oraz w cenie ofertowej, ponieważ podstawą kalkulacji pozostaje stan obowiązujący, a nie planowany.

ROZWIĄZANIE

Rozpoczęte prace nad ograniczeniem wymagań jakościowych i pomiarowych powinny zostać doprowadzone do końca i utrwalone w przepisach lub w dokumentach operatorów, tak aby inwestor mógł oprzeć na nich kalkulację. Ta sama zasada warta jest zastosowania szerzej: wymagania nakładane na wytwórcę ustalane są na podstawie rzeczywistego wpływu nowego strumienia na sieć, a częstotliwość pomiarów – proporcjonalnie do ryzyka i stabilności procesu, zamiast generować stały koszt niezależny od profilu instalacji. Limity jakościowe oraz prawo operatora do wstrzymania odbioru w razie ich przekroczenia pozostają bez zmian.

EFEKT

Obniżenie CAPEX i OPEX projektów oraz presji na ceny ofertowe w systemie wsparcia bez obniżania parametrów jakościowych, bezpieczeństwa sieci ani możliwości wstrzymania odbioru gazu niespełniającego wymagań.

4.4.2 Ustalić proporcjonalny i przewidywalny zakres wymagań środowiskowych

PROBLEM

Postępowanie środowiskowe jest jednym z najbardziej czasochłonnych i najmniej przewidywalnych etapów przygotowania inwestycji. Dla podobnych technologicznie projektów zakres wymaganych analiz i uzupełnień może istotnie się różnić, co utrudnia inwestorowi oszacowanie czasu i kosztu developmentu.

Najlepiej widać to na karcie informacyjnej przedsięwzięcia. Nie istnieje opublikowany wzorzec jej zakresu dla typowych konfiguracji, więc każdy organ oczekuje czego innego, a inwestor poznaje wymaganie dopiero po złożeniu dokumentu. Nie są też znane kryteria przyjęcia ani odmowy, przez co rozstrzygnięcie bywa trudne do przewidzenia i do zakwestionowania.

Brak kryteriów obciąża obie strony. Inwestor nie wie, co przygotować ani dlaczego otrzymał odmowę; organ nie ma opublikowanej podstawy, na którą mógłby się powołać, gdy w sprawie pojawia się nacisk lokalny. Przy portfelu projektów niepewność ta powtarza się w każdej lokalizacji, a nie chodzi o ograniczanie oceny oddziaływania na środowisko, lecz o to, by wymagania były proporcjonalne do rzeczywistego ryzyka i nie były konstruowane od zera.

ROZWIĄZANIE

Organ centralny właściwy dla ocen oddziaływania na środowisko przygotowuje wytyczne – szablon dla typowych konfiguracji biogazowni i biometanowni, wskazujące bazowy zakres karty informacyjnej i dokumentacji wymaganej na początku postępowania oraz kryteria, według których zakres ten jest uznawany za kompletny. Organy zachowują możliwość rozszerzenia wymagań, gdy uzasadniają to cechy lokalizacji, skala przedsięwzięcia lub nietypowe oddziaływanie, przy czym odstępstwo od zakresu bazowego wynika z indywidualnych przesłanek sprawy i jest w rozstrzygnięciu wskazane, ale potencjalne rozszerzenia mają z góry ustalone ramy. Konieczne jest także znaczne skrócenie czasu na analizę i wydanie decyzji przez właściwy organ.

EFEKT

Krótsza i bardziej przewidywalna ścieżka środowiskowa, niższy koszt przygotowania inwestycji oraz rozstrzygnięcia oparte na jawnym kryterium, dające się przewidzieć przez inwestora i obronić przez organ, przy zachowaniu pełnej ochrony środowiskowej w sprawach wymagających pogłębionej analizy.

4.4.3 Wykorzystać wirtualne skraplanie tam, gdzie obniża koszt wejścia na rynek bio-LNG

PROBLEM

Jeżeli biometanownia przyłączona do sieci chce sprzedawać produkt jako bio-LNG - np. na potrzeby realizacji celów transportowych - bez mechanizmu wirtualnego skraplania musiałaby zapewnić fizyczne skroplenie własnego biometanu. Oznacza to dodatkową instalację i koszty mimo tego, że sam biometan może zostać zatłoczony do istniejącej sieci gazowej.

Alternatywą jest rozliczenie wirtualne: biometan jest zatłaczany do sieci, a odpowiadający mu wolumen LNG jest wydawany z terminala - przykładowo w Świnoujściu - bez wcześniejszej regazyfikacji do sieci, z zachowaniem właściwych zasad bilansu masowego, certyfikacji i rozliczenia atrybutów. Taki model ma sens przede wszystkim tam, gdzie projekt ma dostęp do sieci; dla lokalizacji pozasieciowych własne skraplanie może nadal pozostawać potrzebne.

ROZWIĄZANIE

Należy stworzyć jasną ścieżkę wirtualnego skraplania dla projektów przyłączonych do sieci. Wytwórca zatłacza certyfikowany biometan do sieci gazowej, a odpowiadający mu wolumen LNG może zostać wydany z terminala - np. w Świnoujściu - jako LNG zamiast zostać regazyfikowany i zatłoczony do sieci, z zachowaniem bilansu masowego, certyfikacji i prawidłowego rozliczenia atrybutów. Resort, operatorzy i terminal powinni określić techniczne warunki świadczenia takiej usługi, zasady bilansowania i model rozliczeń oraz usunąć bariery administracyjne lub kontraktowe, które nie są potrzebne dla bezpieczeństwa systemu. Rozwiązanie nie zastępuje własnego skraplania tam, gdzie projekt nie ma dostępu do sieci albo fizyczna logistyka LNG wymaga produkcji przy źródle; daje jednak tańszą alternatywę tam, gdzie istniejąca infrastruktura może wykonać tę funkcję efektywniej.

EFEKT

Oszczędności po obu stronach łańcucha: biometanownia przyłączona do sieci może uniknąć własnej instalacji skraplania, a terminal może wydać równoważny wolumen LNG bez jego wcześniejszej regazyfikacji do sieci. Dodatkowo rośnie wykorzystanie istniejącej infrastruktury, przy zachowaniu wymagań bilansowych, certyfikacyjnych i technicznych.

4.5. Zwiększyć dostęp do sieci

Możliwość wykorzystania istniejącej sieci gazowej jest jednym z kluczowych atutów biometanu. Pozwala oddzielić miejsce produkcji od miejsca zużycia i otwiera dostęp do wielu odbiorców bez budowania odrębnego kanału odbioru dla każdego projektu.

Raport pokazuje jednak wyraźną lukę między skalą zainteresowania przyłączeniami a liczbą wiążących umów. Oznacza to, że wyzwaniem nie jest samo istnienie infrastruktury, lecz praktyczne wykorzystanie dostępnej i możliwej do rozbudowy chłonności. Celem powinno być maksymalne wykorzystanie istniejącej sieci — przez lepszą informację o zdolności, elastyczne warianty przyłączenia, rozwiązania wspólne i planowanie rozwoju infrastruktury pod rzeczywistą trajektorię rynku.

4.5.1 Podawać profil dostępnej zdolności w warunkach przyłączenia

PROBLEM

Zdolność przyjęcia biometanu nie zawsze jest wielkością stałą. Zapotrzebowanie w sieci zmienia się sezonowo i dobowo, dlatego część zdolności może być dostępna tylko w określonych okresach. PSG opublikowała Mapę Chłonności wspierającą wstępną ocenę lokalizacji; kolejnym krokiem jest pokazanie pełniejszego profilu dostępności także w warunkach przyłączenia. [88]

Warunki oparte wyłącznie na jednej wartości maksymalnej mogą być z perspektywy inwestora niepełne: nie pokazują, czy projekt mógłby zatłaczać część wolumenu przez większość roku albo pracować według innego profilu. Taka informacja wpływa na dobór skali instalacji, magazynowania i alternatywnego zagospodarowania gazu, a więc bezpośrednio na możliwość policzenia ekonomiki projektu.

ROZWIĄZANIE

Operatorzy rozwijają Mapę Chłonności i warunki przyłączenia o sezonowy i dobowy profil dostępnej zdolności, tak aby inwestor widział nie tylko jedną wartość maksymalną, lecz również możliwość częściowego lub okresowego zatłaczania. Informacja powinna pozwalać ocenić, w jakich okresach i przy jakim profilu pracy możliwe jest wykorzystanie istniejącej sieci oraz czy potrzebne są magazynowanie lub alternatywny kanał zagospodarowania gazu. Regulator ustala równolegle przejrzyste zasady rezerwacji zdolności, jej czasu obowiązywania i wygaśnięcia niewykorzystanej rezerwacji, aby dostępna przepustowość nie pozostawała blokowana przez projekty, które nie przechodzą do realizacji.

EFEKT

Możliwość zaprojektowania i sfinansowania projektu wykorzystującego częściową lub sezonową chłonność sieci oraz szybsze uwalnianie niewykorzystywanych rezerwacji zdolności.

4.5.2 Agregować zapytania i proponować alternatywę dla dróg przyłączeń gazowych

PROBLEM

W części lokalizacji problemem nie jest całkowity brak technicznej możliwości odbioru biometanu, lecz wysoki koszt indywidualnego przyłączenia, konieczność długiej rozbudowy sieci albo zbyt mała lokalna chłonność w relacji do pojedynczego projektu. Jednocześnie operator widzi łącznie wszystkie zapytania w danym obszarze i może ocenić, czy tworzą one wystarczającą skalę dla rozwiązania wspólnego.

Agregacja kilku projektów może zmienić ekonomikę: koszt infrastruktury pomiarowej, sprężania, punktu zatłaczania albo rozbudowy sieci może zostać rozłożony na większy wolumen i większą liczbę wytwórców.

ROZWIĄZANIE

Operator wykorzystuje zagregowaną wiedzę o kilku projektach w tym samym obszarze i - gdy indywidualne przyłączenia byłyby bardzo kosztowne albo wymagały nieproporcjonalnej rozbudowy - analizuje i przedstawia wariant wspólny. Może to być zbiorczy punkt zatłaczania z dowozem sprężonego biometanu, wspólne wzmocnienie sieci albo inny wariant rozkładający koszt infrastruktury na większy wolumen i większą liczbę wytwórców. Propozycja powinna wskazywać orientacyjny koszt, termin, warunki techniczne oraz zasady udziału kolejnych projektów, tak aby inwestor mógł porównać wspólne rozwiązanie z kosztownym przyłączeniem indywidualnym.

EFEKT

Niższy jednostkowy koszt dostępu do sieci i możliwość realizacji projektów, dla których indywidualne przyłączenie byłoby zbyt drogie lub wymagałoby nieproporcjonalnej rozbudowy infrastruktury.

4.5.3 Rozstrzygnąć, kto ponosi koszt infrastruktury wspólnej

PROBLEM

Infrastruktura wspólna - np. zbiorczy punkt załączania, rewers lub wzmocnienie sieci obsługujące wielu wytwórców - nie ma oczywistego sposobu podziału kosztu między operatora i projekty korzystające z niej w różnym czasie. Bez z góry znanych zasad pierwszy inwestor może ponieść koszt nieproporcjonalny do własnego wykorzystania, co blokuje uruchomienie rozwiązania wspólnego.

ROZWIĄZANIE

Regulator z góry określa, jaka część nakładów na infrastrukturę wspólną może być kosztem uzasadnionym operatora, jaka przypada na korzystających wytwórców oraz według jakiej zasady dołączają uczestnicy późniejsi. Reguła przystąpienia powinna zapobiegać sytuacji, w której pierwszy inwestor finansuje infrastrukturę wykorzystywaną później przez innych bez odpowiedniego rozliczenia. Operatorzy ujmują takie inwestycje w planach rozwoju wraz z terminem realizacji. Przy projektach o długim okresie przygotowania warto dopuścić etapowanie: najpierw przygotowanie dokumentacji i pozwoleń, a następnie pełną realizację po potwierdzeniu liczby projektów i ich gotowości inwestycyjnej.

EFEKT

Uruchomienie inwestycji wspólnych, które mogą odblokować kilka projektów jednocześnie i obniżyć jednostkowy koszt przyłączenia. Podobne strefowanie i zasady planowania wspólnych wzmocnień sieci były we Francji jednym z rzeczywistych impulsów skalowania załączania biometanu. [89][90]

4.5.4 Uczynić deklarowaną ścieżkę daną wejściową planów rozwoju

PROBLEM

Decyzje o rozbudowie zdolności przyjęcia zapadają w horyzoncie wieloletnim i wymagają założeń, ile biometanu powstanie w danym obszarze. Szeroki przedział nie jest wystarczającą daną projektową. Ostrożne planowanie jest w tych warunkach zachowaniem racjonalnym, ale może prowadzić do chłonności niedostosowanej do późniejszego tempa rozwoju rynku.

ROZWIĄZANIE

Resort i regulator traktują zadeklarowaną ścieżkę rozwoju rynku jako dane wejściowe do planów rozwoju operatorów oraz planowania przepustowości instytucjonalnej. Planowanie sieci, zasobów analitycznych, procedur i obsady po stronie instytucji nie powinno opierać się wyłącznie na historycznej skali rynku, jeżeli polityka publiczna zakłada jego znaczące przyspieszenie. Założenia powinny być okresowo aktualizowane według rzeczywistego rozwoju projektów i popytu, tak aby infrastruktura i zdolność obsługi rosły razem z rynkiem, a nie dopiero po pojawieniu się wąskiego gardła.

EFEKT

Chłonność wymiarowaną pod zapowiadaną skalę zamiast pod dotychczasową, a przez to konwersję tej części portfela, która zatrzymała się w obszarach uznanych dziś za wyczerpane.

4.6. Wykorzystać potencjał elastyczności biogazu

Biogaz ma potencjalną przewagę nad źródłami zależnymi bezpośrednio od warunków pogodowych: produkcja paliwa i produkcja energii elektrycznej nie muszą odbywać się dokładnie w tej samej chwili. Magazynowanie biogazu, odpowiednio dobrana moc kogeneracyjna i sterowanie mogą pozwalać przesunąć część generacji w czasie. Warto wykorzystywać tę cechę tam, gdzie przynosi mierzalną korzyść dla lokalnej sieci lub całego systemu zaopatrzenia w paliwo gazowe, energię elektryczną i ciepło.

Potencjalna wartość nie ogranicza się do profilu pracy już przyłączonych instalacji. W części lokalizacji większa sterowalność może ułatwić wykorzystanie istniejącej przepustowości, zwiększenie produkcji w działającym obiekcie albo poprawę warunków przyłączenia nowego projektu. Dodatkowy CAPEX powinien być ponoszony tylko wtedy, gdy analiza pokazuje, że korzyść systemowa lub wartość odblokowanej produkcji uzasadnia ten koszt.

4.6.1 Wynagradzać elastyczność tam, gdzie przynosi mierzalną korzyść systemową

PROBLEM

Elastyczna praca może wymagać dodatkowych nakładów, podczas gdy model wynagradzający przede wszystkim roczny wolumen energii nie zawsze przypisuje wartość możliwości przesuwania generacji w czasie. W takiej sytuacji inwestor może zrezygnować z dodatkowej sterowalności nawet wtedy, gdy byłaby ona korzystna dla sieci.

W części lokalizacji znaczenie tej cechy może być większe: jeżeli sterowalność ogranicza obciążenie sieci w najbardziej wymagających godzinach, może poprawić ekonomikę wykorzystania istniejącego przyłącza albo stworzyć przestrzeń dla dodatkowej produkcji. Korzyść ta powinna jednak wynikać z analizy konkretnego przypadku, a nie być zakładana automatycznie.

ROZWIĄZANIE

Mechanizmy wsparcia i finansowania powinny dopuszczać dodatkowe nakłady zwiększające sterowalność - np. magazynowanie biogazu, odpowiedni dobór mocy CHP i automatykę - zarówno w nowych instalacjach, jak i w uzasadnionych modernizacjach jednostek istniejących. Warunkiem jest analiza konkretnego projektu pokazująca mierzalną korzyść: korzystniejszy profil generacji, większe wykorzystanie istniejącego przyłącza, ograniczenie potrzebnej rozbudowy sieci lub inną wartość bilansową. Dodatkowy CAPEX powinien być porównany z tą korzyścią, a wsparcie lub wynagrodzenie obejmować tylko rozwiązania, w których wartość dla sieci lub systemu uzasadnia poniesienie dodatkowego kosztu.

EFEKT

Zachęta do inwestowania w sterowalność tam, gdzie jest ona rzeczywiście potrzebna, oraz możliwość lepszego wykorzystania części istniejących aktywów, substratów i zdolności przyłączeniowych bez finansowania dodatkowego CAPEX tam, gdzie nie przynosi on wartości systemowej.

4.6.2 Uwzględniać sterowalność przy ocenie warunków przyłączenia

PROBLEM

Warunki przyłączenia są zwykle projektowane dla określonej maksymalnej mocy źródła i najbardziej wymagających stanów pracy sieci. W przypadku biogazowni część produkcji energii może być jednak przesuwana w czasie, jeżeli instalacja posiada odpowiednią zdolność magazynowania i sterowania.

Jeżeli taki wariant techniczny nie jest analizowany, w części lokalizacji może pozostać niewykorzystana możliwość pracy bardziej dopasowanej do lokalnych warunków sieciowych. Nie oznacza to, że elastyczność rozwiąże każdy problem przyłączeniowy, ale może być dodatkowym narzędziem obok klasycznej rozbudowy sieci.

ROZWIĄZANIE

Operatorzy uwzględniają alternatywny profil pracy jako jeden z wariantów analizowanych przy przyłączeniu biogazowni. Jeżeli sterowalność pozwala ograniczyć najbardziej wymagające stany pracy sieci, warunki przyłączenia mogą przewidywać uzgodnione ograniczenia czasowe, inną moc w wybranych godzinach lub inny profil generacji zamiast kosztownej rozbudowy wymaganej dla pełnej pracy w każdym momencie. Rozwiązanie musi zachowywać bezpieczeństwo sieci i być ekonomicznie akceptowalne dla inwestora. Dodatkowe nakłady na magazynowanie, automatykę lub dobór mocy mają sens tylko wtedy, gdy w zamian projekt uzyskuje wartościowy wzrost wykorzystania przyłącza albo możliwość realizacji, której wcześniej nie miał.

EFEKT

Lepsze wykorzystanie sterowalnych właściwości biogazowni w tych lokalizacjach, w których mają one realną wartość sieciową, oraz możliwość ograniczenia części kosztów rozbudowy albo poprawy warunków przyłączenia bez traktowania elastyczności jako rozwiązania uniwersalnego.

4.7. Zbudować zaplecze wiedzy i drogę od badań do wdrożenia

Wytwarzanie biogazu i biometanu jest procesem biologicznymi prowadzonymi w warunkach przemysłowych i wymagają kompetencji wykraczających poza sam etap budowy. Parametry pracy zależą m.in. od wsadu, temperatury i sposobu prowadzenia procesu, a wiedza eksploatacyjna powstaje stopniowo wraz z kolejnymi projektami. Na młodym rynku wiedza ta pozostaje rozproszona między inwestorów, dostawców, jednostki badawcze i administrację, a brakuje jednego powszechnie wykorzystywanego zasobu, który ułatwiłby jej ponowne użycie.

Cztery poniższe rozstrzygnięcia opisują tę drogę w kolejności, w jakiej się nią idzie: miejsce, w którym wiedza się gromadzi, pokrycie ryzyka pierwszego wdrożenia, wsparcie w fazie eksploatacji i zwrot doświadczenia do wspólnego zasobu.

4.7.1 Skupić funkcje eksperckie sektora w istniejącym instytucie

PROBLEM

Wraz ze wzrostem rynku rośnie liczba zagadnień technicznych, interpretacyjnych i technologicznych wymagających specjalistycznej wiedzy. Kompetencje potrzebne do ich oceny istnieją w jednostkach badawczych i po stronie rynku, ale są rozproszone, przez co administracja i instytucje wsparcia mogą każdorazowo organizować ekspertyzę od początku.

ROZWIĄZANIE

Resort powierza istniejącemu instytutowi badawczemu funkcję stałego zaplecza eksperckiego dla biogazu i biometanu: wsparcie przy opiniowaniu norm i wymagań technicznych, przygotowywanie ekspertyz dla administracji, NFOŚiGW i innych instytucji finansujących oraz porządkowanie wiedzy i danych z projektów wspartych publicznie. Instytut może pełnić rolę punktu, do którego trafiają powtarzające się pytania techniczne i doświadczenia z projektów, dzięki czemu nie trzeba każdorazowo organizować zaplecza eksperckiego od początku. Zakres uzupełnia, a nie zastępuje kompetencje regulatora, operatorów i rynku. W podobny sposób od lat jest zorganizowana baza ekspercka i transfer know how na rynku niemieckim - Instytut Fraunhofera.

EFEKT

Łatwiejszy dostęp administracji, instytucji wsparcia i rynku do specjalistycznej wiedzy, mniej powtarzalnego organizowania ekspertyz od zera oraz stopniowe budowanie uporządkowanego zasobu doświadczeń z krajowych projektów. Stałe zaplecze eksperckie może również odciążyć NFOŚiGW i inne instytucje finansujące przy ocenie nietypowych technologii, parametrów i problemów technicznych.

4.7.2 Stworzyć ścieżkę pierwszego wdrożenia dla rozwiązań o podwyższonym ryzyku technologicznym

PROBLEM

Oczyszczanie i skraplanie należą w raporcie do segmentów o niskim udziale krajowym i silnej pozycji zagranicznych dostawców posiadających referencje przemysłowe. Dla nowych rozwiązań — krajowych lub zagranicznych — barierą wejścia może być jednocześnie dojrzałość technologiczna i brak historii pracy w warunkach komercyjnych. Nawet rozwiązanie technicznie obiecujące może być trudniejsze do zaakceptowania przez inwestora i finansującego, dopóki nie powstanie pierwsza referencja.

Dlatego mechanizm powinien być kierowany wyłącznie do rozwiązań, których podstawowe parametry zostały wcześniej potwierdzone, lecz brakuje im komercyjnego wdrożenia potrzebnego do pełnej oceny ryzyka. Może to dotyczyć nie tylko rdzenia technologicznego, ale również nowych konfiguracji procesu, nietypowego wsadu czy integracji z odbiorcą przemysłowym. Nie każde odstępstwo od rozwiązania sprawdzonego powinno otrzymywać wsparcie — warunkiem jest możliwość zdefiniowania i zmierzenia dodatkowego ryzyka.

ROZWIĄZANIE

Instytucja udzielająca wsparcia inwestycyjnego wyodrębnia ścieżkę dla rozwiązań, które osiągnęły wymagany poziom dojrzałości technicznej, ale nadal ponoszą premię za brak referencji komercyjnej. Wsparcie obejmuje wyłącznie z góry zdefiniowaną część dodatkowego ryzyka pierwszego wdrożenia i pierwszy okres pracy, z określonym czasem i maksymalną ekspozycją publiczną. Kwalifikacja opiera się na niezależnej ocenie oraz mierzalnych kryteriach osiągnięć, a po ich osiągnięciu odpowiedzialność pozostaje po stronie uczestników projektu i dostawcy technologii. Program powinien być aktywnie promowany nie tylko w internecie, lecz także podczas konferencji, targów, spotkań branżowych i bezpośrednich rozmów z dostawcami technologii oraz inwestorami. Instrument nie finansuje rozwoju technologii od podstaw i jest neutralny wobec pochodzenia rozwiązania - jego celem jest przejście przez konkretną lukę między potwierdzonym działaniem a pierwszą referencją komercyjną.

EFEKT

Powstanie pierwszych referencji dla rozwiązań, które przeszły wcześniejszą weryfikację techniczną, lecz bez historii komercyjnej pozostają trudniejsze do sfinansowania, oraz krótsza droga od potwierdzonego rozwiązania do jego rynkowego zastosowania.

4.7.3 Uruchomić voucher badawczy

PROBLEM

Problemy procesowe nie kończą się wraz z odbiorem instalacji. Mogą pojawiać się zarówno w pierwszych miesiącach po uruchomieniu, gdy obiekt dochodzi do stabilnych parametrów, jak i później - wraz ze zmianą wsadu, warunków procesu czy zużyciem elementów technologii.

Dla pojedynczego operatora specjalistyczna ekspertyza może być relatywnie kosztowna, a jednocześnie praca poniżej parametrów projektowych oznacza bieżącą utratę produkcji. Brak prostego dostępu do niezależnych kompetencji badawczych utrudnia szybkie diagnozowanie i optymalizację.

ROZWIĄZANIE

Instytucja dysponująca środkami na badania stosowane uruchamia prosty voucher na konkretną usługę badawczą dla instalacji już pracujących oraz dla nowych od momentu oddania do użytkowania. Voucher może finansować diagnostykę procesu, optymalizację wsadu, badania laboratoryjne i inne prace służące osiągnięciu lub utrzymaniu parametrów eksploatacyjnych. Nie finansuje budowy własnego zaplecza B+R inwestora, lecz zakup niezależnej usługi od podmiotów z przejrzystej listy kwalifikowanych lub akredytowanych laboratoriów, uczelni i instytutów badawczych i podmiotów technologicznych z potencjałem badawczym. Konstrukcja powinna umożliwiać szybkie zlecenie badania wtedy, gdy problem operacyjny rzeczywiście się pojawia, bez uruchamiania pełnego projektu badawczo-rozwojowego.

EFEKT

Szybsze dochodzenie nowych instalacji do stabilnej pracy, sprawniejsze rozwiązywanie problemów w obiektach istniejących i ograniczenie utraty produkcji. Stały strumień zleceń badawczych może jednocześnie wspierać profesjonalizację laboratoriów, uczelni i instytutów badawczych oraz lepiej ukierunkować ich kompetencje na rzeczywiste potrzeby eksploatacyjne sektora.

4.7.4 Wykorzystać dane z projektów wspartych publicznie jako zasób referencyjny

PROBLEM

Projekty korzystające ze wsparcia publicznego raportują w okresie trwałości szereg informacji o realizacji i efektach przedsięwzięcia. [24] Dane te nie są jednak systematycznie agregowane w formie pozwalającej kolejnym inwestorom, finansującym czy jednostkom badawczym porównywać rzeczywistą pracę krajowych instalacji i uczyć się na doświadczeniu wcześniejszych projektów.

ROZWIĄZANIE

Instytucja udzielająca wsparcia określa już w warunkach dofinansowania ograniczony i proporcjonalny zestaw danych operacyjnych, które po zakończeniu okresu trwałości mogą zostać zanonimizowane i zagregowane przez wskazany w rekomendacji 7.1 instytut w bazę referencyjną oraz studia przypadku. Zakres powinien koncentrować się na parametrach przydatnych do porównania osiągnięć, problemów rozruchowych i doświadczeń eksploatacyjnych, bez ujawniania informacji handlowo wrażliwych ani naruszania uzasadnionych interesów beneficjenta. Studia przypadku powinny być przygotowywane w formie użytecznej dla kolejnych inwestorów, dostawców, wykonawców, finansujących i jednostek badawczych, jako uzupełnienie danych producentów i doświadczeń pojedynczych projektów.

EFEKT

Stopniowe tworzenie krajowego zasobu danych o rzeczywistej eksploatacji, który ogranicza potrzebę rozpoczynania każdej analizy od założeń dostawcy i pomaga kolejnym projektom korzystać z doświadczenia instalacji już uruchomionych. Dla instytucji publicznych daje to także możliwość oceny trwałości efektów wsparcia w ujęciu portfelowym.

4.8. Zbudować zdolność ofertową polskich firm w kraju i za granicą

Udział krajowy sięga w tym sektorze rzędu trzech czwartych budżetu inwestycji i należy do najwyższych wśród krajowych technologii odnawialnych; zadaniem polityki nie jest więc jego podnoszenie, tylko obrona przed degradacją w warunkach spiętrzenia inwestycji. Degradacja zaczyna się w tym samym miejscu co utrata szansy eksportowej: przy zdolności firmy do złożenia oferty.

Największą szansą tego sektora nie jest bowiem wyprodukowanie największej ilości biometanu, tylko zbudowanie kompletnego łańcucha kompetencji — rozwoju projektów, inżynierii, wykonawstwa, finansowania i eksploatacji — który po nasyceniu rynku krajowego da się sprzedawać za granicą. Tę samą drogę przeszedł duński i niemiecki przemysł wiatrowy: najpierw popyt krajowy, potem kompetencje przemysłowe, potem instrumenty finansowania eksportu, na końcu ekspansja.

Bezpośrednia konkurencja z Danią czy Niemcami w podstawowych technologiach procesowych byłaby trudna i nie o nią tu chodzi. Realna pozycja jest do zdobycia w rozwoju projektów, inżynierii, wykonawstwie, integracji technologii i wsparciu operacyjnym — czyli tam, gdzie polskie firmy mają już dorobek z budownictwa przemysłowego, automatyki i wcześniejszych fal odnawialnych źródeł.

4.8.1 Uwolnić zdolność gwarancyjną wykonawców

PROBLEM

Zamówienia publiczne wyznaczają wzorzec, z którego korzysta także rynek prywatny: zabezpieczenie liczone od ceny kontraktu, zwracane po uznaniu zamówienia za należyte wykonane, z częścią pozostawianą na roszczenia z rękojmi i uwalnianą dopiero po jej upływie. [91] Praktyka kontraktowa bywa ostrzejsza — znacząca część zabezpieczenia pozostaje aktywna po oddaniu instalacji do użytkowania, a równolegle zamawiający zatrzymuje część wynagrodzenia. Wykonawca finansuje więc jednocześnie limit gwarancyjny i zatrzymaną gotówkę, choć oba instrumenty zabezpieczają to samo ryzyko.

Przy obiekcie o nakładach rzędu kilkudziesięciu milionów złotych jeden kontrakt zajmuje firmie średniej wielkości limit na lata po zakończeniu prac, a zatrzymana kwota bywa porównywalna z marżą całego zlecenia. Przy zapowiadanych spiętrzeniach inwestycji integrator zdolny prowadzić kilka kontraktów równolegle nie startuje w kolejnych nie dlatego, że nie ma zespołu, tylko dlatego, że nie ma limitu.

Kontrakt wykonawczy nie jest przy tym jedynym miejscem, w którym projekt wiąże środki. Po stronie przyłączenia inwestor wnosi opłatę za rozpatrzenie wniosku, zaliczkę na poczet opłaty przyłączeniowej, a następnie odrębne zabezpieczenie wykonania umowy o długim terminie. [92] Każdy z tych instrumentów ma własne uzasadnienie, ale są ustalane niezależnie i nikt nie widzi ich sumy, choć obciążają te same limity w tych samych bankach.

ROZWIĄZANIE

Krajowe instytucje gwarancyjne i rozwojowe przygotowują ofertę adresowaną do wykonawców i integratorów sektora, uzupełniającą to, co rynek komercyjny oferuje dziś w oderwaniu od skali tych inwestycji. Instytucje przejmują część ryzyka fazy inwestycyjnej, obejmując gwarancją zobowiązania z tytułu należytego wykonania kontraktu, i robią to portfelowo – wobec firmy realizującej wiele kontraktów równolegle, a nie wobec pojedynczej umowy. [93] Oferta powinna sięgać projektów o większej skali i wyższym poziomie ambicji technologicznej, bo to tam limity komercyjne wyczerpują się najszybciej. Zamawiający i inwestorzy portfelowi dopuszczają przy tym na równych zasadach gwarancje bankowe, ubezpieczeniowe i poręczenia instytucji rozwoju.

EFEKT

Większa zdolność polskich wykonawców i integratorów do prowadzenia kilku kontraktów równolegle, szersza konkurencja ofertowa oraz większa szansa utrzymania w kraju wartości związanej z projektowaniem, wykonawstwem, integracją i serwisem. Instrument nie zastępuje importowanego rdzenia technologicznego tam, gdzie jest on dziś potrzebny, lecz ogranicza ryzyko, że krajowe firmy tracą kontrakty wyłącznie z powodu niewystarczającego limitu gwarancyjnego.

4.8.2 Przygotować kanał eksportowy jeszcze w okresie wzrostu rynku krajowego

PROBLEM

Scenariusze raportu pokazują dwa różne profile rynku po pierwszej fali inwestycji. W WEM aktywność po 2030 roku wyraźnie słabnie, podczas gdy WAM zakłada utrzymanie wysokiej skali inwestycji przez kolejne okresy. Dla wykonawcy inwestującego dziś w ludzi, referencje i zdolność realizacyjną oznacza to ryzyko, że krajowy portfel zamówień może w przyszłości być znacznie mniejszy niż w okresie, w którym budował kompetencje.

Eksportu nie da się jednak uruchomić dopiero wtedy, gdy krajowe zamówienia spadną. Wejście na rynek zagraniczny wymaga wcześniej referencji, rozpoznania wymagań, relacji z partnerami i przygotowania zdolności do udziału w postępowaniach. Dlatego kanał eksportowy powinien być budowany w czasie wzrostu krajowego – jako zabezpieczenie ciągłości w WEM i dodatkowa dywersyfikacja w WAM.

ROZWIĄZANIE

Resort właściwy do spraw gospodarki wraz z instytucjami promocji eksportu wskazuje wykonawstwo, integrację i usługi sektora biogazowego jako jeden z kierunków ekspansji oraz przygotowuje dla firm mapę rynków docelowych, wymagań technicznych, ścieżek kwalifikacji, potencjalnych partnerów i narzędzi wejścia. W okresie wzrostu rynku krajowego priorytetem jest budowanie referencji, potrzebnych akredytacji, relacji i rozpoznawalności – m.in. przez targi, misje gospodarcze i obecność na wydarzeniach branżowych – bez wyprowadzania z Polski ograniczonych mocy potrzebnych do realizacji pierwszej fali inwestycji. W pierwszej kolejności wsparcie powinno dotyczyć kompetencji, w których raport wskazuje realną krajową bazę: developmentu, projektowania, wykonawstwa, integracji, automatyki, serwisu i eksploatacji. Eksport własnego rdzenia technologicznego może być kolejnym etapem, ale nie powinien być warunkiem rozpoczęcia ekspansji.

EFEKT

Gotowy kanał ekspansji wykorzystujący krajowe referencje: w wariacie słabszego popytu krajowego pomaga utrzymać zbudowane kompetencje i moce, a przy utrzymaniu wysokiego tempa krajowego stanowi dodatkowy rynek i dywersyfikację działalności.

4.8.3 Spiąć instrumenty instytucji rozwoju w jeden pakiet ofertowy

PROBLEM

Polska dysponuje większością instrumentów potrzebnych do finansowego zabezpieczenia kontraktu eksportowego, ale są one rozproszone między kilka instytucji. KUKE może ubezpieczać należności i ryzyko polityczne oraz wystawiać gwarancje kontraktowe, BGK finansować eksport – także w formule kredytu dla zagranicznego nabywcy – PFR uczestniczyć kapitałowo, a banki komercyjne zapewniać finansowanie konsorcjalne i project finance.

Dla firmy średniej wielkości problemem nie musi być więc brak instrumentu, lecz konieczność samodzielnego złożenia całej struktury: ustalenia kolejności, wymogów kwalifikacyjnych i zgodności warunków kilku instytucji. Przy pierwszym kontrakcie zagranicznym koszt organizacyjny i ryzyko niedopasowania mogą być nieproporcjonalnie wysokie.

Skoordynowana ścieżka obsługi ma szczególne znaczenie dla wykonawców, którzy mają kompetencje realizacyjne, ale nie dysponują własnym bilansem pozwalającym samodzielnie sfinansować i zabezpieczyć duży kontrakt zagraniczny.

ROZWIĄZANIE

KUKE, BGK, PFR i banki komercyjne uzgadniają jedną ścieżkę obsługi kontraktu eksportowego - od ubezpieczenia ryzyka i gwarancji kontraktowych, przez finansowanie realizacji, po finansowanie zagranicznego nabywcy - oraz wskazują jeden punkt wejścia dla firmy. Na początku procesu przedsiębiorca powinien otrzymać informację, jaka struktura finansowania i zabezpieczeń jest możliwa dla danego rynku i kontraktu, które instrumenty można łączyć oraz w jakiej kolejności uruchamiać poszczególne instytucje. Jest to koordynacja istniejących narzędzi, a nie tworzenie nowego programu; jej celem jest zmniejszenie kosztu organizacyjnego pierwszych transakcji i ryzyka, że kilka poprawnych instrumentów nie złoży się w jedną wykonalną strukturę.

EFEKT

Niższy koszt organizacyjny przygotowania pierwszych kontraktów zagranicznych i większa zdolność polskich firm do korzystania z istniejących gwarancji, ubezpieczeń i finansowania bez konieczności samodzielnego projektowania całej struktury instytucjonalnej od początku.

4.8.4 Łączyć kompetencje w ofertę konsorcjalną zdolną zamknąć projekt

PROBLEM

Polska baza wykonawcza jest relatywnie mocna w projektowaniu, robotach budowlanych i instalacyjnych, integracji oraz części usług, ale pojedyncza firma nie musi posiadać wszystkich kompetencji potrzebnych do realizacji kompletnego projektu. Na rynku zagranicznym rozdrobniona oferta utrudnia przejęcie odpowiedzialności za większy zakres i pozostawia krajowe podmioty w roli dostawców pojedynczych prac lub komponentów.

ROZWIĄZANIE

Organizacja branżowa i instytucje rozwoju wspierają tworzenie konsorcjów łączących komplementarne kompetencje: development, projektowanie, wykonawstwo, integrację technologii i wsparcie eksploatacyjne. Konsorcjum powinno mieć czytelny podział odpowiedzialności i korzystać z krajowych referencji do potwierdzenia zdolności realizacyjnej. Jeżeli bankowalność projektu wymaga zagranicznego partnera technologicznego, może on być częścią oferty - celem nie jest formalne krajowe pochodzenie każdego komponentu, lecz przejęcie przez polskie firmy możliwie dużej części odpowiedzialności i wartości w developmentcie, inżynierii, integracji, wykonawstwie i późniejszym serwisie. Dzięki temu oferta może obejmować większy zakres projektu, zamiast pozostawiać krajowe firmy w roli dostawców pojedynczych prac lub komponentów.

EFEKT

Przesunięcie polskich firm z roli dostawców pojedynczych zakresów do roli integratorów większej części projektu, wyższa wartość usług eksportowanych oraz możliwość budowania własnych referencji wykonawczych i serwisowych. Rekomendacja uzupełnia przygotowanie kanału eksportowego i instrumenty finansowe, ale ich nie powiela.

Zakończenie

Polska ma fundamenty. Teraz musi zbudować rynek

Pytanie postawione w tytule raportu nie ma odpowiedzi „tak” albo „nie”. Najkrótsza odpowiedź brzmi: Polska ma fundamenty boomu biogazowego i biometanowego, ale nie ma jeszcze kompletnego systemu, który pozwoli te fundamenty przełożyć na skalę.

Nie zaczynamy od zera. Kilkaset działających instalacji biogazowych oznacza kilkanaście lat doświadczeń eksploatacyjnych, rozwinięte zaplecze projektowe, budowlane i serwisowe oraz grupę firm, które znają specyfikę tej technologii. Rynek inwestycyjny również zareagował: powstają portfele projektów, rośnie liczba wniosków i warunków przyłączeniowych, a do sektora wchodzi zarówno duże grupy energetyczne i przemysłowe, jak i fundusze, deweloperzy oraz inwestorzy lokalni.

Jednocześnie biometan pozostaje w Polsce rynkiem na bardzo wczesnym etapie komercyjnym. Najlepiej pokazuje to różnica między skalą zainteresowania inwestorów a liczbą projektów, które rzeczywiście przechodzą do realizacji. Głównym ograniczeniem nie jest brak projektów czy kapitału, lecz nieodmknęte otoczenie regulacyjne, które nie daje jeszcze inwestorom wystarczająco trwałych podstaw do podejmowania decyzji inwestycyjnych.

Strategie i cele wyznaczają kierunek, ale rynek zaczyna działać dopiero wtedy, gdy przekładają się na obowiązujące przepisy, uruchomione mechanizmy wsparcia i procedury możliwe do zastosowania w praktyce. Najważniejsza luka znajduje się więc dziś między planem a jego wdrożeniem — dopóki pozostaje otwarta, rynek może rozwijać pipeline projektów, ale znacznie trudniej przejść od przygotowania do realizacji.

Kierunek, wdrożenie i konsekwencja

Pierwszym warunkiem powodzenia jest jasny kierunek rozwoju. Scenariusze analizowane w raporcie różnią się nie tylko skalą, ale również strukturą przyszłego rynku. Jeden pozostawia większą rolę biogazowi wykorzystywanemu lokalnie, drugi znacznie mocniej rozwija biometan. Dla inwestorów, wykonawców, operatorów oraz dostawców technologii ta różnica ma znaczenie już dzisiaj.

Potrzebna jest więc ścieżka określająca nie tylko, ile biogazu i biometanu Polska chce wytwarzać, lecz także w jakich proporcjach i w jakim tempie. Powinna ona podlegać okresowym przeglądom, ale punkty tych przeglądów i zasady ewentualnych korekt również powinny być wcześniej znane. Rynek może dostosować się do ambitnej trajektorii i może dostosować się do trajektorii bardziej zachowawczej. Najtrudniej przygotować się do sytuacji, w której nie wiadomo, która z nich ma być podstawą decyzji podejmowanych dzisiaj.

Sam kierunek jednak nie wystarczy. Plan zapisany w dokumencie strategicznym nie jest jeszcze dla inwestora warunkiem inwestowania. Tę funkcję pełnią dopiero przepisy, instrumenty i procedury, które weszły w życie i mogą zostać zastosowane do konkretnego projektu. Dlatego konsekwencja wdrożenia powinna być traktowana na równi z samym wyznaczeniem celu.

Oznacza to terminowe przyjmowanie regulacji i aktów wykonawczych, uruchamianie zapowiadanych mechanizmów wsparcia, przewidywalny harmonogram kolejnych działań oraz jasne zasady po stronie popytu i infrastruktury. Wolumen zapisany w strategii nie uruchomi inwestycji, jeśli nie wiadomo, na jakich zasadach produkt będzie sprzedawany. Program wsparcia nie zmieni decyzji inwestora, dopóki nie zostanie faktycznie uruchomiony. Możliwość przyłączenia pozostaje teoretyczna, jeżeli wymagania techniczne i ekonomiczne nie są możliwe do przewidzenia na etapie przygotowania projektu.

Ta konsekwencja ma znaczenie szersze niż dla pojedynczego inwestora. Każde opóźnienie regulacyjne przesuwają również zamówienia u wykonawców, decyzje o zwiększaniu mocy produkcyjnych,

zatrudnianiu i szkoleniu pracowników oraz budowaniu krajowych kompetencji. Niepewność po stronie regulacyjnej przenosi się więc na cały łańcuch wartości.

Pozostałe rekomendacje tego raportu służą w dużej mierze temu samemu celowi: skrócić drogę od projektu możliwego do projektu, o którego realizacji można odpowiedzialnie zdecydować. Stabilne reguły przychodowe, sprawna ścieżka przyłączeniowa, racjonalne wymagania techniczne, powtarzalne rozwiązania kontraktowe oraz dostęp do finansowania tworzą razem środowisko, w którym zainteresowanie rynkiem może przełożyć się na inwestycje.

Czas ma tutaj szczególne znaczenie. Technologie można kupić, a część zdolności wykonawczych można uzupełnić importem. Firm, zespołów, doświadczenia i referencji nie buduje się jednak w kilka miesięcy. Najbliższa fala inwestycji zdecyduje więc nie tylko o liczbie powstałych instalacji, ale również o tym, jaką rolę odegrają w niej polskie przedsiębiorstwa i jakie kompetencje pozostaną w kraju na kolejne dekady.

Wartość, która zostaje w kraju

Punktem wyjścia jest korzystna pozycja Polski. Z analiz przedstawionych w raporcie wynika, że około trzech czwartych nakładów na nowe instalacje może tworzyć wartość w kraju. Najsilniejsza pozycja polskich firm występuje w projektowaniu, budownictwie, instalacjach, integracji oraz obsłudze projektów. Import pozostanie potrzebny przede wszystkim w wybranych technologiach specjalistycznych, w których krajowa baza dostawców jest dziś znacznie węższa.

Nie ma potrzeby eliminowania tego importu za wszelką cenę. Celem powinno być takie wykorzystanie wzrostu rynku, aby zagraniczna technologia uzupełniała krajowe kompetencje, a nie wypierała obszary, w których polskie firmy mogą skutecznie konkurować. Znaczenie ma nie tylko pochodzenie urządzenia, lecz także to, kto projektuje instalację, integruje poszczególne technologie, prowadzi budowę i rozruch, odpowiada za serwis oraz zdobywa doświadczenie, które później można wykorzystać przy kolejnych projektach.

Dlatego udział krajowy nie powinien być maksymalizowany za wszelką cenę. Powinien rosnąć tam, gdzie polskie firmy są w stanie oferować rozwiązania konkurencyjne kosztowo, jakościowo i terminowo. W pierwszej fazie rynku import sprawdzonych technologii może wręcz zwiększać szanse realizacji projektów i przyspieszać transfer kompetencji. Kluczowe jest to, aby wraz z nim w Polsce pozostawały integracja, serwis, wiedza eksploatacyjna i zdolność do samodzielnego prowadzenia coraz większej części przedsięwzięcia.

Jeszcze większa część wartości pojawia się po uruchomieniu instalacji. Substraty, transport, serwis, wynagrodzenia, podatki i usługi są w przeważającej mierze związane z krajową i lokalną gospodarką. Korzyść z biogazu i biometanu nie kończy się więc wraz z zakończeniem budowy. Instalacja przez wiele lat pozostaje odbiorcą produktów i usług, źródłem dochodów dla gospodarstw oraz elementem gospodarki lokalnej.

To szczególnie istotne z perspektywy samorządów i społeczności, które patrzą na projekt nie przez pryzmat krajowych celów energetycznych, lecz przez jego bezpośredni wpływ na otoczenie. Długoterminowa współpraca z lokalnymi dostawcami substratów, usługi transportowe, podatki, miejsca pracy i zagospodarowanie produktów ubocznych mogą sprawić, że część wartości generowanej przez instalację pozostaje w jej bezpośrednim sąsiedztwie przez cały okres eksploatacji.

Pełny potencjał tego, co budujemy

Przy skali inwestycji analizowanej w raporcie pytanie o efektywność nie powinno sprowadzać się wyłącznie do wysokości wsparcia ani kosztu wyprodukowanej jednostki energii. Istotne jest również to, ile funkcji może pełnić raz zbudowana instalacja i jak długo może tworzyć wartość dla różnych części gospodarki.

Biogazownia może być źródłem sterowalnym. Jeżeli zostanie odpowiednio zaprojektowana, może dostosowywać profil produkcji energii do lokalnych warunków sieciowych, zamiast pracować wyłącznie w stałym profilu. Nie oznacza to, że każda instalacja powinna pełnić funkcję systemową, ale tam, gdzie analiza lokalna potwierdza taką korzyść, warto uwzględnić ją już na etapie projektu. Może to zwiększać wykorzystanie istniejących przyłączy i ograniczać część potrzebnych nakładów sieciowych.

Drugi strumień korzyści powstaje po stronie rolnictwa i gospodarki obiegu zamkniętego. Biogazownie pozwalają zagospodarować szeroki zakres pozostałości, produktów ubocznych i strumieni organicznych, a powstający w procesie poferment może częściowo zastępować nawozy mineralne i zwracać składniki odżywcze do gleby. Dla części gospodarstw oznacza to nie tylko możliwość sprzedaży substratu, lecz także stworzenie bardziej zamkniętego lokalnego obiegu surowców.

Nie każda instalacja będzie realizowała wszystkie te funkcje i nie każda korzyść wystąpi w każdej lokalizacji. Warto jednak oceniać je na etapie projektowania, ponieważ późniejsze dostosowanie gotowego obiektu jest zwykle trudniejsze i droższe. Efektywne wykorzystanie środków publicznych oznacza więc nie tylko wybór właściwego mechanizmu wsparcia, ale również tworzenie warunków, w których powstające instalacje mogą w pełni wykorzystać swój potencjał przez cały okres eksploatacji.

Podobnie należy patrzeć na perspektywę eksportową. W najbliższych latach priorytetem pozostaje wykorzystanie krajowej fali inwestycji i zapewnienie wystarczających zdolności do jej obsługi. Nie oznacza to jednak, że przygotowania do ekspansji zagranicznej należy odłożyć. Referencje, akredytacje, doświadczenie wykonawcze i zdolność do przygotowania kompletnej oferty powstają właśnie podczas realizacji pierwszych krajowych projektów.

Eksport powinien być zatem następstwem dobrze wykorzystanego rynku krajowego, a nie alternatywą wobec niego. Jeżeli najbliższa fala inwestycji pozwoli polskim firmom zdobyć doświadczenie, rozwinąć serwis, zbudować konsorcja i udokumentować jakość realizacji, po okresie największego krajowego wzrostu część tych kompetencji będzie można wykorzystać na innych rynkach.

Czy jesteśmy gotowi?

Polska jest gotowa, aby rozpocząć ten proces z dużo lepszej pozycji niż sugerowałaby dzisiejsza liczba działających biometanowni. Ma zasoby surowcowe, rozwinięty sektor biogazowy, inwestorów, zaplecze wykonawcze i znaczną część potrzebnych kompetencji. Nie jest jednak jeszcze gotowa na boom, który wydarzy się sam.

Najważniejszym zadaniem nie jest dziś stworzenie rynku od podstaw, lecz domknięcie warunków, które pozwolą istniejącym projektom, kapitałowi i kompetencjom zacząć działać na większą skalę. Wymaga to przede wszystkim jasnego kierunku, szybkiego przełożenia go na obowiązujące regulacje i konsekwentnego wdrażania przyjętych rozwiązań. Dopiero za tym mogą skutecznie podążyć finansowanie, zamówienia wykonawcze i rozwój zdolności po stronie całego łańcucha dostaw.

O powodzeniu nie przesądzi więc wyłącznie wysokość budżetu wsparcia ani liczba ogłoszonych projektów. Przesądzi zdolność do zamiany strategicznych celów w działające reguły, działających reguł w decyzje inwestycyjne, a decyzji inwestycyjnych w instalacje, które przez kolejne dekady będą tworzyć wartość w Polsce.

Jeżeli ten ciąg zostanie zachowany, potencjalny boom może oznaczać znacznie więcej niż wzrost produkcji biogazu i biometanu. Może zbudować silniejszy krajowy sektor wykonawczy, stworzyć trwały strumień wartości dla rolnictwa i gospodarek lokalnych, lepiej wykorzystać istniejącą infrastrukturę oraz dać polskim firmom referencje potrzebne do dalszego rozwoju.

Stawką nie jest więc tylko to, ile biogazu i biometanu wyprodukujemy. Stawką jest również to, jaki rynek po tym wzroście w Polsce zostanie.

Referencje

- [1] <https://www.gov.pl/attachment/394a96aa-3a00-4eb1-b53e-f89c6713af13>
- [2] <https://rejstry.ure.gov.pl/>
- [3] <https://www.gov.pl/web/kowr/zbiorne-raporty-polroczne-dotyczace-wytworcow-energii-elektrycznej-z-biogazu-rolniczego-w-mikroinstalacji>
- [4] https://bip.ure.gov.pl/dokumenty/form/3-8331566675030-98_cotdzue.pdf
- [5] <https://www.psgaz.pl/gotowi-na-biometan>
- [6] <https://www.gov.pl/web/kontaktoze/biogazownie-skladowiskowe-w-oczyszczalniach-sciekow-inne>
- [7] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=OJ%3AL_202403019&utm_source=
- [8] <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/srodowisko/ochrona-srodowiska,1,20.html>
- [9] <https://www.europeanbiogas.eu/news/eba-statistical-report-2025/>
- [10] <https://www.gov.pl/web/klimat/pierwsza-biometanownia-to-poczatek-zmian-w-kierunku-samowystarczalnosci-energetycznej-polski>
- [11] <https://www.wnp.pl/energia/przelom-w-polskim-gazownictwie-pierwsze-takie-przylaczenie-do-sieci,981791.html>
- [12] <https://www.gov.pl/web/kowr/rejestr-wytworcow-biogazu-rolniczego>
- [13] <https://www.orklen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/archiwum/2021/styczen/orklen-podnie-inwestuje-w-biogazownie-rolnicze>
- [14] <https://www.psgaz.pl/aktualnosci/psg-aktywnie-wspiera-inwestycje-biometanowe>
- [15] <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20250000303>
- [16] <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/gwarancje-pochodzenia/6816,Gwarancja-pochodzenia-dokument-pochodzenia-energii-wytworzonej-ze-zrodel-odnawia.html>
- [17] <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12405700>
- [18] <https://www.gov.pl/web/energia/krajowy-plan-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r---przyjety-przez-rade-ministrow>
- [19] <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>
- [20] <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejstry-i-bazy/rejestr-wytworcow-biogazu/4506,Rejestr-Wytworcow-Biogazu.html>
- [21] <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20150000478>
- [22] <https://bioch4.org/wp-content/uploads/2025/12/Wyciag-z-raportu-POB-stand-i-perspektywy-instalacji-biometanowych-III-kwartal-2025.pdf>
- [23] <https://www.gov.pl/web/premier/projekt-ustawy-o-zmianie-ustawy-o-odnawialnych-zrodlach-energii-oraz-niektorych-innych-ustaw>
- [24] <https://www.gov.pl/web/nfosigw/nfosigw-rusza-z-naborem-wspierajacym-rozwoj-sektora-biometanu>
- [25] <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/12772,Aukcje-OZE-2025-slonce-znow-dominuje-nad-wiatrem.html>
- [26] <https://www.prezydent.pl/prawo/ustawy-zawetowane/weto-prezydenta-do-tzw-ustawy-wiatrakowej,105478>
- [27] <https://www.sejm.gov.pl/sejm10.nsf/druk.xsp?documentId=7B38C7C2A69B-0950C1258E360055190A>
- [28] https://www.prezydent.pl/storage/file/core_files/2025/3/6/7cabf80e5d51b105e1d3089a-84e83e37/Informacja%20prasowa%20o%20ustawie%20o%20zmianie%20ustawy%20o%20biokomponentach%20i%20biopaliwach%20ciek%C5%82ych%20oraz%20niekt%C3%B3rych%20innych%20ustaw.pdf

- [29] <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj>
- [30] <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20250001128>
- [31] https://bip.mos.gov.pl/fileadmin/user_upload/bip/dostep_do_informacji/Ramy_rozwoju_rynku_paliw/20240903_Krajowe_Ramy_na_wzorze_KE_do_konsultacji-1.pdf
- [32] <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1805/oj>
- [33] <https://www.woodmac.com/news/opinion/fueleu-maritime-a-catalyst-for-bio-lng-market-growth/>
- [34] <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2733711-bio-lng-over-compliance-can-sell-at-1.5x-cost>
- [35] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52022DC0230>
- [36] https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en
- [37] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32026R0667>
- [38] <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/959/oj>
- [39] <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj>
- [40] <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2020/852/oj>
- [41] https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2021/2139/oj
- [42] <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane>
- [43] <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/12936,2024.html>
- [44] <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj>
- [45] <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-iberian-green-industrial-opportunity-biomethane>
- [46] <https://www.ergar.org/membership/our-members/>
- [47] https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/union-database-biofuels_en
- [48] https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biofuels/union-database-liquid-and-gaseous-renewable-and-recycled-carbon-fuels_en
- [49] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A02018L2001-20240716>
- [50] <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-zmian-w-ustawie-o-oze-skierowany-do-konsultacji-publicznych>
- [51] <https://www.forum-energii.eu/molekuly-niezaleznosci-biomentan-jako-niewykorzystany-potencjal-polski>
- [52] <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000049891497>
- [53] <https://www.francegaz.fr/cpb-un-dispositif-au-service-de-la-decarbonation-2/>
- [54] <https://www.gse.it/servizi-per-te/attuazione-misure-pnrr/produzione-di-biometano>
- [55] https://www.dehst.de/EN/national-emissions-trading/national-emissions-trading_node.html
- [56] <https://en.energinet.dk/>
- [57] <https://www.biomethane-offtake-declaration.eu/>
- [58] <https://magazynbiomasa.pl/decyzje-srodowiskowe-dla-biogazowni-i-biometanowni/>
- [59] <https://ekoekonomia.pl/2025/10/23/nfosigw-ma-14-mld-zl-z-funduszu-modernizacyjnego-m-in-na-program-budowy-biometanowni/>
- [60] <https://www.gov.pl/web/nfosigw/rozwoj-odnawialnych-zrodel-energii-w-przedsiębiorstwach-z-dofinansowaniem-ue>
- [61] <https://magazynbiomasa.pl/psg-jestesmy-gotowi-zeby-podlaczac-kolejne-biometanownie/>
- [62] <https://magazynbiomasa.pl/chcesz-przesylac-biometan-musisz-spelnic-te-wymogi/>

- [63] <https://portalkomunalny.pl/psg-piec-umow-na-przylaczenie-do-sieci-gazowej-biometanowni-w-2026-r-589589/>
- [64] <https://wysokienapiecie.pl/116256-polski-biometan-na-torze-przeszkod-trzeba-dodac-azotu-ze-by-gaz-bylgorszy/>
- [65] <https://polskagrupabiogazowa.pl/en/totalenergies-and-hitecvision-join-forces-to-supportpolska-grupa-biogazowas-2-twh-ambition/>
- [66] <https://www.orklen.pl/pl/o-firmie/strategia-2030>
- [67] <https://galiagreenpower.com>
- [68] <https://arptf.pl/polski-zielony-fundusz-inwestuje-w-program-biometanowy-wart-blisko-400-mln-zl/>
- [69] <https://magazynbiomasa.pl/pierwsza-polska-biometanownia-przylaczona-do-sieci/>
- [70] <https://www.wnp.pl/energia/biogaz-i-biometan-polska-od-20-lat-nie-wykorzystuje-potencjalu-je-st-biala-plama-na-mapie-europy,991103.html>
- [71] <https://www.psgaz.pl/aktualnosci/pierwsza-w-kraju-biometanownia-przylaczona-do-sieci-gazowej>
- [72] https://www.bgk.pl/files/public/Pliki/Analizy_ekonomiczne/Local_content_w_offshore_gotowosc_polskich_przedsiębiorców_do_rozwoju_morskiej_energetyki_wiatrowej.pdf
- [73] https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2025/03/PIE-Raport_Ile-Polski-w-atomie_2024.pdf
- [74] https://energizeit.pl/Biometanownia_w_gminie.pdf
- [75] https://symulatorsystemuenergetycznego.ncbr.gov.pl/storage/uploads/2024/04/04/Biometan_w_miksie_energetycznym_Polski_2024_04_04_uid_660ea51b9c2b7.pdf
- [76] https://ksow.pl/files/Bazy/Biblioteka/files/Poferment_nawozem_dla_rolnictwa_01.pdf
- [77] <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables/fr/21-biomethane->
- [78] https://www.economie.gouv.fr/files/files/2026/01_Evaluation_environnementale_strat%C3%A9gique.pdf
- [79] <https://www.biogas.org/presse-medien/pressemitteilungen/beitrag/fachverband-biogas-praesentiert-aktuelle-branchenzahlen.html>
- [80] <https://www.biogas.org/en/report/biomethane-subsidised-in-europe-slowed-down-in-germany>
- [81] <https://www.bundesnetzagentur.de/Biogasmonitoring>
- [82] <https://www.pwc.com/it/en/industries/energy-utilities1/evoluzione-ruolo-biometano.html>
- [83] <https://www.frontiersin.org/journals/fuels/articles/10.3389/ffuel.2025.1674030/full>
- [84] <https://ens.dk/energikilder/produktion-af-biogas>
- [85] <https://www.emissieautoritaet.nl/regelgeving/bijmengverplichting-groen-gas/wat-is-de-bijmengverplichting-groen-gas>
- [86] <https://www.cnmc.es/eu/node/414474?page>
- [87] <https://eli.gov.pl/eli/DU/2025/1382/ogl>
- [88] <https://www.psgaz.pl/aktualnosci/powerconnect-2025-psg-przedstawilo-mape-chlonnosci>
- [89] <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000039417821>
- [90] <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/tableau-de-bord-biomethane-injecte-dans-les-reseaux-de-gaz-premier-trimestre-2026>
- [91] <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190002019>
- [92] <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190000256>
- [93] <https://www.bgk.pl/male-i-srednie-przedsiębiorstwa/zabezpieczenie-finansowania/gwarancja-dla-sektora-rolnego/>

Załącznik 1. Baza wykonawców i dostawców technologii

Lista ma charakter poglądowy i nie jest wyczerpująca; służy zobrazowaniu struktury podaży w każdym segmencie, a nie rekomendacji konkretnych dostawców.

Dostawcy krajowi

GENERALNY WYKONAWCA BIOGAZOWNI		
Biowatt S.A.	MDI Energia SA	SKB Biogaz (Gr. SKB)
Innotech Sp. z o.o.	Naturalna Energia Plus	Biogas System SA
PROEKO Biogas Sp. z o.o.	Dynamic Biogas	
ZBIORNIKI ŻELBETOWE		
StolBud Wrocław	Preecon Polska	Prefabet Kluczbork
Erbud SA	Budimex SA	Trakcja SA
ELEKTRYCZNA I AKPIA		
Proster Sp. z o.o.	Elmar Automatyka	Atrem SA
Integrotech Sp. z o.o.	Procom System SA	SoftControls
Poster		
BRANŻA SANITARNA		
Hydrokan Dariusz Stroński	MDS Instal	SJ Construction
Hydro-Eko Instal	Termeko	ZRB SZPAK
TECHNOLOGIE OCZYSZCZANIA BIOGAZU		
Axiom Polska Sp. z o.o.	Sigatech Polska	Zespół Innowacyjny Promis Sp. z o.o.
KOGENERACJA (CHP)		
CES Sp. z o.o.	KRIS Sp. z o.o.	Cagen Polska
ZASOBNIKI SUBSTRATÓW		
Pronar Sp. z o.o.	Meprozet Koło	Agro-Mas Łukawiec
POMPY I MACERATORY		
EKOHELP PPHU T. Sajdak	Hydro-Vacuum SA	Leszczyńska Fabryka Pomp Sp. z o.o.
Meprozet	Koma Sp. j.	
MIESZADŁA		
Gerard Solutions Sp. z o.o.	Agimix Sp. z o.o.	Redor Sp. z o.o.
Koma Sp. j.		
STACJA UZDATNIANIA BIOGAZU / POCHODNIA		
ELTECO Sp. z o.o.	BP Techem Sp. z o.o.	Axiom Polska
Pressko Sp. z o.o.	IM-TECH	
ARMATURA		
AFT Group Polska	Bevo Poland Sp. z o.o.	ARMO Sp. z o.o.
Tehaco Sp. z o.o.	JAFAR S.A.	
ZBIORNIKI BIOGAZU (MEMBRANOWE)		
Membrane System Europe PL	Ecomembrane PL	Bioplan
SEPARATOR		
Meprozet Koło		
RURY (BIOGAZ, SUBSTRATY)		
Budmech Sp. z o.o.	Wavin Polska	Uponor Polska
Bevo Poland Sp. z o.o.	Kaczmarek Malewo Sp. K.	

APARATURA KONTROLNO-POMIAROWA (AKPiA)		
Introl SA	NANOSENS Sp. z o.o.	Simex Sp. z o.o.
ALPIENS S.A.	CZAKI THERMO-PROD-UCT Sp. z o.o.	

Dostawcy zagraniczni z oddziałem lub dystrybutorem w Polsce

GENERALNY WYKONAWCA BIOGAZOWNI		
agriKomp Polska	MT-Energie Polska	DOMINION Polska
EnviTec Biogas	HOST Sp. z o.o.	NAHTEC
Enprotech	Okobit	Dynamic Biogas (DE/PL)
PlanET Biogas PL	BTS Biogas	
ZBIORNIKI ŻELBETOWE		
WolfSystem Polska	A-Consult (AT/PL)	DOMINION Polska
Max Bögl Polska	Implenia Polska	BestBau
Skanska Polska	Strabag Polska	
ELEKTRYCZNA I AKPiA		
Siemens Sp. z o.o.	Schneider Electric PL	ABB Sp. z o.o.
Rockwell Automation PL	Phoenix Contact PL	Beckhoff Polska
WAGO Elwag Polska	Pilz Polska	
BRANŻA SANITARNA		
BIS Polska (Bilfinger)	Instal Kraków SA	Veolia Services PL
Cofely Polska (Engie)		
TECHNOLOGIE OCZYSZCZANIA BIOGAZU		
PRODEVAL (biuro PL)	Bright Biomethane (NL/PL)	KWE AB (SE/PL)
AmonGas (DK/PL)	Pietro Fiorentini PL	Greenlane Renewables
DMT Environmental PL	Carbotech Gas PL	Malmberg Water (SE/PL)
Air Liquide Polska	Wärtsilä Polska	APROVIS Energy PL
SysAdvance	Veolia Biothane	
KOGENERACJA (CHP)		
TEDOM Polska	2G Energy Polska	Clarke Energy PL
INNIO Jenbacher PL	agriKomp Polska	Schnell Polska
MAN Energy Solutions PL	Caterpillar Energy PL	GENTEC Kogeneracja Sp. z o.o.
Eneria		
ZASOBNIKI SUBSTRATÓW		
Fliegl Agro-Center PL	Bauer Group Polska	Terbrack Masch. (DE/PL)
RUD Polska	agriKomp Polska	KonradPumpen (DE/PL)
Zunhammer Polska	Joskin Polska	
POMPY I MACERATORY		
Vogelsang Polska	Boerger Polska	Wangen Pumpen (via EKOHELP)
Landia A/S PL	Seepex GmbH PL	Netzsch Pumps PL
Grundfos Pompy Sp. z o.o.	KSB Polska	
MIESZADŁA		
agriKomp Polska	KSB Polska	SUMA Rührtechnik PL
Stallkamp Polska	Xylem Water Solutions PL	Invent Umwelt PL
Biogastechnik Süd PL	Streisal GmbH PL	

STACJA UZDATNIANIA BIOGAZU / POCHODNIA		
Environtec Polska	MAPRO International PL	APROVIS Energy PL
Ecowave PL	HoSt Bioenergy PL	Condorchem PL
BiogascleanHolding PL	Sattler ProTex PL	
ARMATURA		
Tecofi (FR/PL)	Ebro Armaturen PL	Georg Fischer Polska
Danfoss Polska	AVK Armatura PL	Bürkert Polska
Hawle Polska	Neles / Metso PL	
ZBIORNIKI BIOGAZU (MEMBRANOWE)		
Wieffering GmbH PL	Flexsolution (NL/PL)	Lipp GmbH PL
Sattler Membranbau PL	Pröckl GmbH PL	Perma-Pipe Polska
Hugo Vogelsang PL		
SEPARATOR		
agriKomp Polska	Stallkamp Polska	Boerger Polska
GEA Westfalia PL	Alfa Laval Polska	Huber SE Polska
Haarslev Industries PL		
RURY (BIOGAZ, SUBSTRATY)		
BRUGG Rohrsystem PL	Hennlich Polska	Neumo Ehrenberg PL
Georg Fischer Piping PL	Friatec / Aliaxis PL	Simona AG PL
Agro Kunststofftechnik PL	Polypipe PL	
APARATURA KONTROLNO-POMIAROWA (AKPiA)		
Endress+Hauser Polska	ABB Pomiary PL	Emerson Automation PL
Yokogawa Polska	Siemens Process Instr. PL	VEGA Polska
KROHNE Polska	SICK Polska	Hach Lange Polska
Honeywell Analytics PL	Bürkert Polska	Mettler-Toledo PL

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Biowatt

Załącznik 2. Planowane nakłady inwestycyjne według branż i wariantów [mld zł]

Branża	Wariant	2026–2030	2031–2035	2036–2040	Razem 2026–2040
Zbiorniki, komory i konstrukcje budowlane	WAM	7,8	8,0	8,3	24,1
	WEM	4,1	1,7	1,7	7,5
Technologia fermentacji i gospodarki substratem	WAM	6,1	6,7	7,3	20,1
	WEM	2,9	0,7	0,8	4,3
Oczyszczanie biogazu	WAM	3,2	3,8	4,2	11,3
	WEM	1,4	0,0	0,1	1,6
Elektryka, energetyka i AKPiA	WAM	3,0	3,1	3,2	9,3
	WEM	1,5	0,6	0,6	2,7
Zarządzanie budową, odbiory i rozruch	WAM	3,4	3,4	3,6	10,4
	WEM	1,8	0,7	0,8	3,3
Układ gazowy, pomiar i jakość gazu	WAM	1,6	1,8	2,1	5,5
	WEM	0,7	0,0	0,1	0,8
Drogi, place i infrastruktura pomocnicza	WAM	1,8	1,9	2,1	5,8
	WEM	0,8	0,2	0,2	1,3
Instalacje technologiczne i sanitarne	WAM	1,9	1,9	2,0	5,8
	WEM	1,0	0,4	0,4	1,9
CHP i układy kogeneracyjne	WAM	2,1	1,9	1,9	5,8
	WEM	1,3	0,7	0,7	2,7
Roboty ziemne i przygotowanie terenu	WAM	1,0	1,1	1,1	3,2
	WEM	0,5	0,2	0,2	0,9
Development, projektowanie i pozwolenia	WAM	3,5	4,0	2,3	9,8
	WEM	1,3	0,7	0,4	2,5
Układ biogazu i bezpieczeństwo	WAM	0,6	0,3	0,2	1,2
	WEM	0,5	0,5	0,4	1,4
RAZEM	WAM	35,9	38,0	38,3	112,3
RAZEM	WEM	17,9	6,4	6,5	30,9

Źródło: opracowanie własne

Zespół autorski

AUTOR WIODĄCY

Kamil Klejna

Od ponad 10 lat związany z sektorem górnictwa naftowego, gazownictwa i energetyki. Zawodowo związany z PGNiG, obecnie Grupą ORLEN, gdzie zajmuje się analizami ekonomicznymi oraz oceną projektów inwestycyjnych. Reprezentant ds. biometanu w SITPNiG oraz sekretarz Polskiego Komitetu WPC Energy. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z rozwojem biogazu i biometanu w Polsce, w tym oceną projektów, ich uwarunkowań ekonomicznych oraz możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury sektora naftowo-gazowego. Absolwent Szkoły Głównej Handlowej na kierunku Metody Ilościowe w Ekonomii oraz geologii na Uniwersytecie Warszawskim. Posiadacz certyfikatu Energy Risk Professional. Prelegent konferencji branżowych w Polsce i za granicą oraz prowadzący podcast „Czas na zielony gaz”.

RADA PROGRAMOWA

Konsultacja i opiniowanie koncepcji, głównych założeń oraz kluczowych wniosków raportu.

Dr. hab. Piotr S. Dziadzio

Magister geologii UJ (1992), doktor nauk o Ziemi (1999), doktor habilitowany (2026), absolwent zarządzania przedsiębiorstwem w National-Louis University (2001). Od 1993 r. związany z branżą naftowo-gazowniczą. Pracował m.in. w PAN, PGNiG, NiUW Glinik oraz firmach zajmujących się poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów. Od 2014 r. związany z Instytutem Nafty i Gazu – PIB w Krakowie. W latach 2019–2023 pełnił funkcję Głównego Geologa Kraju w randze wiceministra oraz Pełnomocnika Rządu ds. Polityki Surowcowej Państwa. Inicjował programy rozwoju geotermii i magazynowania energii oraz współtworzył Politykę Surowcową Państwa. Kierował pracami dotyczącymi wychwytu i składowania CO₂. Autor i współautor ponad 50 publikacji naukowych oraz licznych opracowań geologicznych. Pełni funkcje w organizacjach branżowych, m.in. WPC Energy i SITPNiG.

Tomasz Kajdan

Wiceprezes i akcjonariusz Biowatt SA. Posiada ponad 30 letnie doświadczenie zawodowe związane z finansami zdobywane w takich instytucjach jak Wielkopolski Bank Kredytowy czy też Ernst&Young. Bardzo dobrze zna branżę budowlaną, będąc udziałowcem i Dyrektorem Finansowym Atlas Ward Polska. Od 16 lat związany z branżą biogazu. Posiada szerokie doświadczenie w zarządzaniu spółką która projektuje i buduje biogazownie. Brał udział jako menedżer w budowie ponad 30 instalacji biogazowych zarówno biogazu rolniczego jak i składowiskowego. Przez 8 lat prowadził własną biogazownię o mocy 2 MW. Bierze czynny udział w życiu branży biogazowej, poprzez UPEBBI, gdzie jest członkiem komisji rewizyjnej czy też poprzez ISEE gdzie działa jako członek zarządu.

Maciej Radziwiłł

Dyrektor Działu Rozwoju Biznesu w Neo Bio Energy

Beata Wiszniewska

Beata Wiszniewska jest odpowiedzialna za obszar regulacji i rzecznictwa w Polskiej Grupie Biogazowej. Wcześniej, przez ponad 8 lat pełniła rolę Dyrektora Generalnego Polskiej Izby Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej, w latach 2008-2014 koordynowała działania Wydziału Środowiska w Stałym Przedstawicielstwie RP przy Unii Europejskiej w Brukseli. W latach 2004-2008 z ramienia Regionalnego Centrum Ochrony Środowiska w Budapeszcie (REC CEE) kierowała pracami biur lokalnych w 8 krajach Europy Środkowej i Wschodniej. W latach poprzedzających pracowała jako konsultant w firmach doradczych i organizacjach pozarządowych.

Beata Wiszniewska jest absolwentką Wydziału Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej. W ciągu ponad 30 lat pracy zawodowej, Beata Wiszniewska zajmowała się zagadnieniami ochrony środowiska i klimatu oraz rozwoju energetyki odnawialnej, realizując w Polsce i innych krajach europejskich, projekty z zakresu planowania strategicznego, przygotowywania i wdrażania legislacji oraz popularyzacji i promocji rozwiązań wspierających ochronę klimatu i środowiska.

Dr hab. Krzysztof Zamasz

Dyrektor handlowy, wiceprezes i członek zarządu Grupa Veolia w Polsce, prezes zarządu Veolia Energy Contracting Poland, odpowiedzialny za rozwój systemów ciepłowniczych, linii biznesowej woda i odpady Veolii w Polsce.

Wcześniej, m.in. członek zarządu europejskiego funduszu inwestycyjnego Luma Holding, producenta cyny w Rwandzie oraz CEO LuNa Smelter. Od 2017 do 2018 r. był członkiem zarządu Górnośląsko-Zagłębiowskiej Metropolii. W latach 2013-2015 r. pełnił funkcję prezesa spółki energetycznej Enea, a od 2008 do 2013 r. wiceprezesa spółki Tauron Polska Energia.

Profesor nadzwyczajny Politechniki Śląskiej i Akademii WSB w Dąbrowie Górniczej z bogatym dorobkiem ponad 40 publikacji i ekspertyz naukowo-badawczych na temat ekonomiki energetyki, rynku energii, rynku mocy, przejęć i konsolidacji spółek, procesów logistycznych.

Od maja 2024 roku pełni także funkcję Konsula Honorowego Rumunii na obszar województwa śląskiego, łódzkiego i wielkopolskiego, z siedzibą w Katowicach.

Artur Zawisza

Prezes (w latach 2016–2021 wiceprezes) Unii Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego i Biometanowego (używającej skrótu UPEBBI od angielskojęzycznego brzmienia nazwy), inwestor i menedżer w branży biogazu oraz konsultant doradzający inwestorom w sektorze energetycznym. Członek Rady Koordynacyjnej Porozumienia na rzecz Rozwoju Sektora Biogazu i Biometanu. Członek rad programowych: Forum Miasteczek Polskich, Konferencji Energetycznej EuroPOWER & OZE POWER, Międzynarodowego Kongresu EKOFORUM. W latach 1997-99 dyrektor gabinetu politycznego w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów Jerzego Buzka, w latach 2001–2007 poseł na Sejm, przewodniczący sejmowej Komisji Gospodarki i komisji śledczej ds. sektora bankowego oraz członek Komisji Finansów Publicznych. Od 2008 r. bezpartyjny prywatny przedsiębiorca, działacz gospodarczy i komentator życia społecznego. Prezes Fundacji Patriotyzm i Wolność oraz Klubu Narodowej Myśli Politycznej „Votum”.

ZESPÓŁ MERYTORYCZNY

Przygotowanie materiałów oraz współpraca przy wybranych częściach raportu.

Wacław Bilnicki

Wacław Bilnicki przygotowywał, realizował i eksploatował od prawie 30 lat biogazownie i inne źródła energii w generacji rozproszonej i wielkoskalowej w układach hybrydowych wykorzystujące paliwa gazowe, energię z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, projektując modułowe systemy sterowania i zarządzania w oparciu o nadrzędne systemy sterowania. Obecnie jako kierownik wydziału, przygotowuje do eksploatacji biometanownię. Praktyczną wiedzę zdobywał w Holandii i Niemczech budując biogazownie i oczyszczalnie. Specjalizuje się w przygotowaniu procesu budowy i eksploatacji OZE, projektowaniu niestandardowych układów pomiarowych i monitorujących procesy technologiczne w oczyszczaniu biogazu i skraplaniu biometanu w rozwoju hybrydowych źródeł energii - biometanowni z BESS, el. PV i wiatrowymi i układami kogeneracyjnymi na paliwa gazowe - biogaz i bio-wodór. Pracował i kierował podmiotami z sektorów: OZE, energetyki i finansów m.in. : PGNiG Energia S.A, Enea Wytwarzanie S.A., w GK PGE, NFOŚiGW, ARP.S.A., CSFB, H-MC S.A, PKO BP S.A., IGG.

Igor Bogusz

Mgr inż. inżynierii środowiska, od blisko 10 lat związany z Grupą Veolia, w której od września 2023 roku pełni funkcję Kierownika Projektu w Veolia Energia Polska S.A. Specjalizuje się w rozwoju projektów w branży wodno-ściekowej oraz odnawialnych źródeł energii, ze szczególnym uwzględnieniem produkcji biogazu i biometanu. Odpowiada za opracowywanie analiz technicznych, modeli biznesowych oraz koordynację merytoryczną projektów i wniosków o unijne dofinansowanie w tych obszarach. Posiada bogate doświadczenie handlowe i operacyjne, w tym w obrocie paliwem gazowym. Jest absolwentem studiów podyplomowych z zakresu finansów (finanse i rachunkowość na Uniwersytecie Ekonomicznym we Wrocławiu) oraz studiów „Wodór i biometan - pozyskanie, transport i wykorzystanie” na AGH.

Łukasz Grabowski

Absolwent Międzynarodowych Stosunków Gospodarczych w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie, stypendysta programu DAAD w Niemczech, laureat I edycji Akademii Energii organizowanej przez Fundację 2065 im. Leśława A. Pagi we współpracy z Giełdą Papierów Wartościowych w Warszawie. Doświadczenie zawodowe zbierał w spółkach doradczych (obszar oil & gas a także handel międzynarodowy) oraz w dyplomacji gospodarczej, obecnie w bankowości.

Wojciech Jasik

Kierownik Działu Technologicznego - posiada ponad 30-letnie doświadczenie zawodowe w obszarze inżynierii środowiska, gospodarki wodno-ściekowej oraz technologii biogazowych. Jest absolwentem Politechniki Poznańskiej na kierunku Inżynieria Środowiska ze specjalizacją w zakresie oczyszczania ścieków i zagospodarowania odpadów. Doświadczenie zdobywał m.in. w Aquanet S.A., Hydrobudowie 9, Cadagua S.A. oraz Ekocentrum Sp. z o.o., pełniąc funkcje technologa, koordynatora kontraktu, kierownika projektów i eksperta technicznego. Od 2012 roku prowadzi działalność doradczą, specjalizującą się w technologiach oczyszczania ścieków, zagospodarowaniu osadów ściekowych oraz produkcji i wykorzystaniu biogazu. Posiada szerokie doświadczenie w przygotowaniu koncepcji, analiz technicznych i ekonomicznych, prowadzeniu postępowań administracyjnych, nadzorze inwestycyjnym, rozruchach technologicznych oraz realizacji projektów biogazowych. Brał udział w przygotowaniu, budowie, rozruchu i eksploatacji instalacji związanych z produkcją biogazu oraz oczyszczaniem ścieków, występując zarówno po stronie inwestora, wykonawcy, jak i nadzoru inwestorskiego. Dysponuje przekrojową wiedzą w zakresie prowadzenia procesu inwestycyjnego, ochrony środowiska oraz uzyskiwania decyzji administracyjnych dla przedsięwzięć środowiskowych i energetycznych.

Karolina Palacz

Pracuje na stanowisku Głównej Specjalistki ds. Regulacji w Veolia Energia Polska S.A. Odpowiada za politykę i regulacje klimatyczno-energetyczne Unii Europejskiej, monitorowanie i opiniowanie krajowych zmian prawnych oraz tworzenie stanowisk dla organizacji branżowych. Rynek biometanu to jedna z jej specjalizacji. Absolwentka Uniwersytetu Warszawskiego oraz studiów podyplomowych w Szkole Głównej Handlowej oraz na Politechnice Warszawskiej.

Sławomir Piwowski

Menedżer i praktyk sektora biogazu i biometanu z wieloletnim doświadczeniem w rozwoju projektów energetycznych. Obecnie związany z Grupą Green-en. Wcześniej jako dyrektor obszaru rozwoju biznesu w PGNiG BioEvolution (Grupa ORLEN) odpowiadał za rozwój przedsięwzięć w obszarze biometanu. Przez wiele lat pełnił również funkcję członka Zarządu Polenergia Kogeneracja (Grupa Polenergia/Kulczyk Holding), angażując się w rozwój rynku biogazu. Specjalizuje się w rozwoju projektów w całym łańcuchu wartości – od identyfikacji lokalizacji i przygotowania inwestycji, przez produkcję i obrót, po wykorzystanie biometanu przez odbiorców przemysłowych. Jego doświadczenie obejmuje także zagadnienia zatłaczania biometanu do sieci gazowej oraz wykorzystania go w formie Bio-CNG i Bio-LNG.

Krzysztof Pokładecki

Krzysztof Pokładecki posiada wieloletnie doświadczenie w branży odnawialnych źródeł energii, zdobywane przy projektowaniu, realizacji i rozwoju instalacji biogazowych. W spółce Biowatt S.A. pracuje od 10 lat i pełni funkcję Starszego Technologa, odpowiadając za przygotowanie koncepcji technologicznych, analiz procesowych oraz rozwój innowacyjnych rozwiązań dla sektora biogazu i biometanu. Uczestniczył w realizacji projektów badawczo-rozwojowych, w tym związanych z zagospodarowaniem pofermentu oraz opracowaniem nowych produktów nawozowych. Ma na swoim koncie uruchomienia kilku biogazowni rolniczych. W swojej pracy łączy wiedzę z zakresu technologii środowiskowych, procesów fermentacji oraz wdrażania nowoczesnych rozwiązań dla gospodarki obiegu zamkniętego. Jest absolwentem kierunku Inżynieria Środowiska na Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu.

Łukasz Rosik

Technolog i manager projektów, od blisko 8 lat związany z sektorem biogazu i biometanu. Doświadczenie zdobywał u wiodących generalnych wykonawców biogazowni rolniczych w Polsce, m.in. w agriKomp Polska i Biowatt S.A. Pracował tam jako główny technolog oraz manager projektów. Opracowywał koncepcje technologiczne nowych instalacji i prowadził ich rozruchy. Zarządzał pracą kilku biogazowni rolniczych, odpowiadając za ich eksploatację i wyniki produkcyjne. Specjalizuje się w biotechnologii fermentacji metanowej oraz przygotowaniu inwestycji biometanowych. Obecnie prowadzi własną działalność doradczą i edukacyjną BIO-NOVA. Współpracuje także ze SWING Biomethane Polska jako manager projektów biometanowych. Od 2023 roku jest wykładowcą i prelegentem współpracującym z UPEBI, a także wykładowcą Branżowych Centrów Umiejętności w specjalizacji bioenergetyka. Jest absolwentem biologii na Uniwersytecie Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie.

Bartosz Wąsikowski

Od ponad 15 lat związany z branżą gospodarki odpadami, ochroną środowiska oraz inwestycjami infrastrukturalnymi. Specjalizuje się w rozwoju przedsiębiorstw oraz projektów z obszaru gospodarki o obiegu zamkniętym, recyklingu, termicznego przekształcania odpadów, biogazu i biometanu. Posiada doświadczenie zarówno w zarządzaniu operacyjnym dużymi organizacjami, jak i w przygotowaniu oraz realizacji inwestycji, projektach M&A, due diligence, transformacji przedsiębiorstw oraz budowaniu strategii rozwoju.

Jest doktorem nauk technicznych Politechniki Warszawskiej na kierunku Ochrona Środowiska ze specjalizacją Gospodarka Odpadami. Ukończył studia MBA z zastosowaniem nowych technologii cyfrowych oraz studia podyplomowe z zakresu rolnictwa.

Obecnie związany z Grupą Veolia, gdzie jest Członkiem Zarządu spółki Veolia EKOZEC. Wcześniej karierę zawodową związał z Wastech Recycling, Grupą ENERIS, ORLEN Eko i Instal Warszawa.

Aleksander Zawisza

Aleksander Zawisza – jest doświadczonym menadżerem w branży gazowniczej i energetycznej w szczególności w zakresie zadań realizowanych przez operatora systemu przesyłowego. Doświadczenie zdobywał m.in. w PCC Rokita, GK PKP Cargo, PGNiG OD, OLPP a także w administracji rządowej – Ministerstwo Gospodarki i Ministerstwo Środowiska. W ramach swoich obowiązków przygotowywał i odpowiadał za strategię, analizy i opracowania związane z rynkiem gazu ziemnego, ropy naftowej, paliw płynnych i wdrażania rozwiązań dotyczących poprawy efektywności energetycznej. W latach 2016 - 2024 r. pełnił funkcję z-cy dyrektora Pionu Rozwoju Rynku Gazu w Gaz System S.A. odpowiadając m.in. za nowe technologie, budowę podziemnego magazynu gazu na złożu Damastawek, umowy przyłączeniowe z klientami, analizy rynku i plan rozwoju spółki.

Dr Anna Zdyb

Ekonomistka, ekspertka w obszarze finansowania zrównoważonej transformacji przedsiębiorstw. Zawodowo związana z mBankiem, gdzie zajmuje się m.in. finansowaniem inwestycji z wykorzystaniem środków publicznych i instrumentów wsparcia, zagadnieniami ESG, Taksonomii UE oraz oceną projektów transformacyjnych. Posiada kilkunastoletnie doświadczenie w analizie sektorowej, finansowaniu przedsiębiorstw oraz projektowaniu rozwiązań odpowiadających na potrzeby inwestycyjne firm. Specjalizuje się w sektorze Food & Agri. Doktor nauk społecznych w dyscyplinie ekonomia i finanse. Jej zainteresowania naukowe i eksperckie obejmują gospodarkę o obiegu zamkniętym, zrównoważony rozwój, odporność przedsiębiorstw oraz ekonomiczne i finansowe uwarunkowania transformacji gospodarki.

