

Sprzedaż biometanu po stałej cenie zakupu jako instrument prośrodowiskowej regulacji sektorowej

The Sale of Biomethane at a Fixed Purchase Price as an Instrument of the Pro-Environmental Sector-Specific Regulation

Abstract

The authors analyse the changes made to Poland's Renewable Energy Sources Act regarding the support system for biomethane, in relation to the implementation of the RED II Directive and the EU hydrogen and gas decarbonisation package. In the first part of the study, they describe the basis of pro-environmental, sector-specific regulation, particularly in the gas industry, and the potential for using biomethane to decarbonise this sector. They then analyse changes in European policy and legislation relating to biomethane, as set out in the Polish National Energy and Climate Plan. The final section of the paper focuses on the key instrument for supporting biomethane in Poland: the sale of biomethane at a fixed purchase price. In this regard, they analyse the legal framework for this instrument, the procedure for obtaining support, the level of the fixed purchase price, the support period, and the rules for settling accounts with the entity paying the state aid.

KEYWORDS: pro-environmental
sector-specific regulation in the
gas industry, biomethane support
system, fixed purchase price of
biomethane

SŁOWA KLUCZOWE: prośrodowiskowa
regulacja sektorowa w gazownictwie,
system wsparcia biometanu, stała
cena zakupu biometanu

ERYK KOSIŃSKI – profesor nauk prawnych, Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, ORCID – 0000-0002-2899-5228, e-mail: eryk.kosinski@amu.edu.pl

MARCIN TRUPKIEWICZ – doktor nauk prawnych, Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, ORCID – 0000-0002-1825-6616,
e-mail: marcin.trupkiewicz@amu.edu.pl

1 | Prośrodowiskowa regulacja sektorowa w gazownictwie w oparciu o biometan. Wprowadzenie

Jednym ze szczegółowych kierunków (celów) podejmowanej interwencji o charakterze publicznoprawnym w ramach regulacji sektorowej w energetyce jest konieczność zwiększenia poziomu ochrony środowiska. Przez analogię do pojęć wypracowanych już w doktrynie publicznego prawa gospodarczego w zakresie regulacji sektorowej można mówić więc o celach prośrodowiskowych, czy też proekologicznych^[1]. Kompleksowe działania podejmowane przez organy państwa w ramach regulacji sektorowej o wskazanym powyżej charakterze mają przyczynić się do realizacji podstawowego celu, jakim jest zwiększenie poziomu ochrony środowiska naturalnego w sektorze energetycznym. Ochrona ta polegać ma głównie na przeciwdziałaniu negatywnym zmianom klimatycznym spowodowanym wysoką emisją gazów cieplarnianych – w tym w szczególności dwutlenku węgla – w procesie wytwarzania energii ze źródeł konwencjonalnych (np. węgiel kamienny, węgiel brunatny, ropa naftowa, gaz ziemny)^[2]. Powyższe bezpośrednio przekłada się na konieczność dekarbonizacji systemu wytwarzania energii, w tym w zakresie zmiany wykorzystywanych źródeł energii na te bardziej przyjazne środowisku. Chodzi zatem o zmniejszenie poziomu emisyjności energetyki, która tradycyjnie oparta na wskazanych paliwach konwencjonalnych w istotny sposób przyczynia się do systematycznego i zintensyfikowanego podnoszenia się średniej

¹ W zakresie prośrodowiskowego celu regulacji sektorowej w energetyce zob. Eryk Kosiński, *Regulacja sektora energetycznego w Unii Europejskiej oraz na Ukrainie. Cele i prawne środki regulacji sektora energetycznego*, (Poznań: Wydawnictwo Naukowe UAM, 2019) 179-185; Kim Talus, *Introduction to EU Energy Law* (Oxford: Oxford University Press, 2016), 119-122; Adam Szafranski, *Prawo energetyczne. Wartości i instrumenty ich realizacji* (Warszawa: C.H. Beck, 2014), 215-233; Tomasz Długosz, „Instrumenty wspierania energetyki niekonwencjonalnej”, [w:] *Publiczne Prawo Gospodarcze. System Prawa Administracyjnego*, t. VIIIb, red. Roman Hauser, Zygmunt Niewiadomski, Andrzej Wróbel (Warszawa: C.H. Beck, 2018), 263-311.

² Por. Agnieszka Różalska-Kucal, „Droga do Europejskiego Prawa o Klimacie jako reakcja Unii Europejskiej na kryzys klimatyczny” *Prawo i Więź*, nr 6 (2024): 513. <https://doi.org/10.36128/PRIW.VI53.1154>.

temperatury na Ziemi, przyczyniając się do powstania szeregu gwałtownych i negatywnych zjawisk klimatycznych^[3].

O ile zatem dość powszechnie – zarówno w sferze prawnej, jak i faktycznej – zauważalne jest dążenie do dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego (rozwój instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną), o tyle w mniejszym stopniu transformacja ta (transformacja energetyczna)^[4] dotyczyła dotychczas sektora gazowego. Przesądza o tym techniczne oraz społeczno-gospodarcze uwarunkowania sektora gazowego, który tradycyjnie związany jest z dostarczaniem paliwa gazowego w postaci gazu ziemnego – wysokometanowego albo zaazotowanego. Niemniej, tradycyjne gazownictwo będzie ewoluowało w kierunku coraz szerszego wykorzystania gazów odnawialnych stanowiących substytut gazu ziemnego. Jednym z takich substytutów jest biometan, czyli metan powstający w procesie fermentacji metanowej lub pirolizy różnorodnych biodegradowalnych surowców biomasowych. W efekcie tych procesów powstaje biogaz, który to następnie podlega konwersji (oczyszczeniu) do parametrów biometanu z wykorzystaniem technologii uzdatniania. W konsekwencji w wielu krajach UE pojawia się nowa perspektywa inwestycyjna związana z wytwarzaniem biometanu, obejmującego wytwarzanie biogazu, a następnie jego uzslachetnianie do parametrów jakościowych gazu ziemnego wysokometanowego oraz finalnie jego zatłaczanie do sieci gazowej albo wytworzenie skroplonego biometanu (bioCNG) lub sprężonego biometanu (bioLNG).

Stosując zatem odpowiednie urządzenia oraz technologie oczyszczania można uzyskać biogaz o parametrach gazu wysokometanowego typu E, a więc zawartości metanu powyżej 95% – tak oczyszczony biogaz nazywany jest potocznie biometanem. Głównym procesem uzdatniania biogazu do biometanu o jakości gazu ziemnego jest oddzielenie CO₂ w celu osiągnięcia wysokiej czystości metanu, przy jak najniższych jego stratach oraz niskim zużyciu energii. Ostatecznym celem jest zapewnienie, aby biometan mógł być transportowany za pomocą istniejącej infrastruktury gazowej (sieci gazowej) i mógł być wykorzystywany we wszystkich branżach używających

³ Patrz m.in. Miriam Matejova, „What Can Environmental Disasters Teach us About Grievances? A GIS Analysis”, [w:] *Energy Policy Advancement Climate Change Mitigation and International Environmental Justice*, red. Dmitry Kurochkin, Martha Crawford, Elena Shabliy (Cham: Springer, 2022), 39 i n.

⁴ Patrz szerzej nt. pojęcia transformacji energetycznej w: Frédéric Sourgens, Leonardo Sempertegui, *Principles of International Energy Transition Law. Law as an Instrument of Development in the 21st Century* (Oxford: Oxford University Press, 2023), 3-18.

paliwa gazowe (np. sektor elektroenergetyczny, ciepłowniczy, transportowy, chemiczny). Biometan ma zatem niebagatelne znaczenie w kontekście bezpieczeństwa energetycznego^[5], efektywnej dekarbonizacji sektora energetycznego i transportu, rozwoju obszarów wiejskich i optymalizacji w sektorze rolnictwa, a także w kontekście rozwoju i dekarbonizacji przemysłu chemicznego^[6].

Powyższe założenia legły u podstaw wprowadzenia definicji legalnej pojęcia biometan, jako szczególnego rodzaju odnawialnego źródła energii (art. 2 pkt 22 u.o.z.e.^[7]). W konsekwencji biometan oznacza gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, poddanych procesowi oczyszczenia, wprowadzany do sieci gazowej lub transportowany w postaci sprężonej albo skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe, lub wykorzystany do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu (art. 2 pkt 3c ustawy o OZE)^[8]. Parametrów fizykochemicznych dotyczących poziomu oczyszczenia biometanu umożliwiających jego wprowadzenie do systemu gazowego należy szukać w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 Prawa energetycznego^[9]. Co więcej, jak podkreślono w definicji legalnej biometanu, może on być również wykorzystywany w sektorze transportowym

⁵ Szerzej zob. Eryk Kosiński, Marcin Trupkiewicz, „Prawne podstawy wykorzystania biogazu w kontekście bezpieczeństwa energetycznego w sektorze gazowym – wybrane zagadnienia”, [w:] *Współczesne problemy bezpieczeństwa energetycznego. Sektor gazowy i energetyczny*, red. Mirosław Pawełczyk (Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum, 2018) 35-56.

⁶ Por. Shaimerden Chikanayev, „The Role of Natural Gas in the Energy Transition”, [w:] *Handbook of Energy Law in the Low-Carbon Transition*, red. Giuseppe Bellantuono, Lee Godden, Hanri Mostert, Hannah Wiseman, Hao Zhang (Berlin-Boston: De Gruyter Brill, 2023), 145 i n. Patrz nadto Christopher Jones, Florian Ermacora, *EU Energy Law. Volume XII. Electricity Market Design in the European Union. The new legal framework for decarbonising Europe's electricity market* (Deventer: Edward Elgar Publishing, 2020), 4.

⁷ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r., poz. 1361 tj. ze zm.).

⁸ Po raz pierwszy biogaz jako „gaz pochodzący z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i ze źródeł biologicznych” zdefiniowała dyrektywa Rady i Parlamentu Europejskiego 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej (Dz. U. UE L 176, 15/07/2003, s. 37), art. 2 pkt 30. Patrz Kosiński, *Regulacja sektora energetycznego w Unii Europejskiej oraz na Ukrainie. Cele i prawne środki regulacji sektora energetycznego*, 113.

⁹ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r., poz. 266 tj. ze zm.). Zob. też Marcin Trupkiewicz, Michał Tarka, „Obowiązek dostępu do gazowej sieci dystrybucyjnej jako podstawowy warunek sprzedaży biometanu z polskich biogazowni rolniczych” *Rynek Energii*, nr 5 (2017): 49-53.

bezpośrednio jako biopaliwo (art. 2 pkt 11 u.b.b.c.^[10]) lub biokomponent (art. 2 pkt 3 u.b.b.c.), dlatego ustawodawca przyjął też szczególne definicje legalnej skroplonego biometanu (art. 2 pkt 9b u.b.b.c.) i sprężonego biometanu (art. 2 pkt 9c u.b.b.c.).

Działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu lub biogazu rolniczego jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do właściwego rejestru. Dla wytwórców biometanu rejestr ten prowadzi Prezes URE (art. 7 ust. 1 pkt 2 ustawy o OZE), natomiast dla wytwórców biometanu z biogazu rolniczego Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (art. 23 pkt 3 ustawy o OZE).

Niestety, same mechanizmy rynkowe nie są w stanie zainicjować odpowiedniego impulsu umożliwiającego dokonanie tak istotnej zmiany sposobu funkcjonowania sektora gazowego nie tylko w zakresie wyzwań technicznych związanych z jego transportem, ale głównie w zakresie zapewnienia ekonomicznych podstaw jego wytwarzania w dostatecznych ilościach. Związane jest to przede wszystkim z zagwarantowaniem wystarczających przychodów dla wytwórców biometanu, które zrekompensują koszty prowadzenia tej działalności (inwestycje w instalacje OZE oraz koszty eksploatacyjne związane m.in. z pozyskaniem substratów do jego produkcji) oraz w wystarczający sposób zachęcają ich do inwestycji na wymaganą skalę.

W tym miejscu trzeba zatem wskazać, że interwencja państwa w ramach regulacji sektorowej w energetyce – w tym również w sektorze gazowym – może opierać się na oddziaływaniu w sposób pozytywny, a więc poprzez wspieranie i kształtowanie rozwój tego sektora w kierunku jego transformacji zgodnej z prośrodowiskowymi celami regulacji sektorowej. Najjaskrawszym przykładem w tym zakresie będą poszczególne instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej czy paliw gazowych z OZE (instrumenty wsparcia), które wykorzystując motywacje ekonomiczne zachęcają przedsiębiorstwa energetyczne (wytwórców) do oparcia swojej działalności na pożądanym z punktu widzenia prośrodowiskowej regulacji sektorowej nośnikach energii. Instrumenty te mają zatem w sposób pośredni – wykorzystując motywacje ekonomiczne – nakłonić przedsiębiorstwa energetyczne do podjęcia i wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii z OZE. W konsekwencji w tym miejscu pojawia się przestrzeń dla racjonalnego prawodawcy, który

¹⁰ Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2024 r., poz. 20 tj. ze zm.)

w ramach interwencji w zasady funkcjonowania sektora gazowego będzie wprowadzał instrumenty prawne zachęcające m.in. do wytwarzania biometanu jako jednego z nośników energii przeciwdziałającego skutkom negatywnych zmian środowiskowych (klimatycznych). Działania te są istotne z punktu widzenia ustawodawcy, gdyż realizując założenia prośrodowiskowej regulacji sektorowej w całej energetyce poprzez zwiększenie udziału wykorzystania źródeł odnawialnych oraz przyczyniają się do dekarbonizacji całego sektora.

2 | Prawne podstawy polityki klimatyczno-energetycznej UE w zakresie biometanu

Rozwój tego typu prawnych instrumentów regulacji sektorowej wpływających na ochronę środowiska naturalnego w sektorze gazowym związany jest przede wszystkim z bardzo dużą aktywnością prawodawcy europejskiego.

Istotny impuls w zakresie rozwoju polityki klimatyczno-energetycznej UE, w tym również w zakresie produkcji biometanu, przyniosła inwazja Federacji Rosyjskiej na Ukrainę¹¹. Jednym z ciągle trwających efektów tej niczym nieusprawiedliwionej inwazji były trudności w postaci wysokich cen surowców energetycznych oraz samej energii, co nasiliło obawy dotyczące bezpieczeństwa energetycznego UE oraz uwydatniło nadmierną zależność państw członkowskich od importu rosyjskiego gazu, ropy i węgla, które dodatkowo pomagały finansować działania wojenne. W obliczu tej agresji Komisja podjęła działania mające przeciwdziałać unijnej zależności od importu surowców energetycznych, zwiększać dywersyfikację dostaw, a także wspierać rozwój odnawialnych źródeł energii. W związku z powyższym 8 marca 2022 r. Komisja wezwała do szybkiego wycofania rosyjskich paliw kopalnych i przyspieszenia w zakresie realizacji

¹¹ Por. Mitchell Orenstein, *Putin The Green? The Unintended Consequences of Russia's Energy War on Europe* (Foreign Policy Research Institute, Euroasia Program, 2023), 10. Patrz nadto Eryk Kosiński, Anna Mikulska, *What's Next for Natural Gas in Ukraine?* (Houston: Rice University, 2020). <https://www.bakerinstitute.org/media/files/files/3e1c5774/ces-wp-ukraine-050820.pdf>.

Europejskiego Zielonego Ładu przedstawiając komunikat „REPowerEU: Wspólne europejskie działanie na rzecz bardziej przystępnej, bezpiecznej i zrównoważonej energii”.

Założenia te zostały następnie uzupełnione przez Komisję oraz przedstawione w formie szczegółowego Komunikatu Komisji z dnia 18 maja 2022 r. do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Plan REPowerEU [Bruksela, 18.5.2022, COM(2022)230 – dalej jako: REPowerEU – oraz w dokumencie roboczym Komisji „Implementing the REPowerEU action plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets”^[12]. Dokumenty te zostały oparte na założeniu pełnej realizacji wniosków legislacyjnych przedstawionych w ramach pakietu Fit for 55 oraz dodatkowemu przeglądowi ich treści w zakresie dodania propozycji legislacyjnych umożliwiających zmniejszenie importu paliwa gazowego oraz przyspieszenia i ułatwienia realizacji inwestycji w OZE. W konsekwencji w wymiarze legislacyjnym zaproponowano m.in. kolejne zmiany do dyrektywy 2018/2001 poprzez dodatkowe podniesienie ogólnounijnego celu na 2030 r. w zakresie udziału OZE w zużyciu energii brutto na poziomie co najmniej 42,5% z perspektywą do poziomu 45%^[13] (dalej cel udziału OZE). Cel ten ma zostać osiągnięty poprzez ułatwienia w zakresie procesu inwestycyjno-budowlanego realizacji instalacji OZE, w tym poprzez propozycję mapowania przez państwa członkowskie obszarów docelowych energii odnawialnej, stopniowemu obowiązkowi wyposażania budynków i instalacje fotowoltaiczne oraz zmniejszeniu zużyciu energii.

W konsekwencji plan REPowerEU koncentruje się nie tylko na wzmocnieniu strategicznej autonomii UE w sektorze energetycznym (ograniczenie importu surowców), ale również na wspieraniu przejścia na czystą i odnawialną energię. W tym zakresie dostrzeżono istotną rolę biometanu jako surowca umożliwiającego dekarbonizację sektora gazowego, która przełoży się nie tylko na ograniczenie importu gazu ziemnego do UE, ale również ograniczy emisję gazów cieplarnianych w sektorach

¹² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?qid=1653033742483&uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN> [dostęp: 18.4.2025].

¹³ Zob. art. 1 pkt 2 lit. a) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 264 z dnia 31.10.2023, s. 2413) – dalej RED III.

wykorzystujących paliwo gazowe, w tym w szczególności elektroenergetyce (dodatkowo jako stabilizacja dla pogodozależnych źródeł OZE), transporcie oraz ciepłownictwie.

Mając powyższe na uwadze, na szczelnie politycznym UE – w ramach przywołanego już dokumentu Komisji „Implementing the REPowerEU action plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets” – ustanowiono indykatywny i ogólnounijny cel produkcji 35 mld m³ biometanu w UE do 2030 r., co ma stanowić ok. 10% importowanego paliwa gazowego we wszystkich państwach członkowskich UE. Wskazano, że jest to opłacalny sposób na realizację planu polegającego na zmniejszeniu importu gazu ziemnego z Rosji, a także, że potrzeby inwestycyjne na zwiększenie zdolności produkcji biogazu w UE i propagowanie jego konwersji na biometan wyniosą w tym okresie blisko 37 mld EUR. Ma to stanowić kolejny impuls i koło zamachowe nie tylko dla procesu transformacji i dekarbonizacji sektora gazowego w UE, ale również krok w kierunku rozwoju gospodarczego oraz wsparcia i stabilizacji przychodów z sektora rolno-spożywczego w UE.

Jak określono w planie działania dotyczącym biometanu, Komisja proponuje usunąć główne bariery utrudniające zwiększenie zrównoważonej produkcji i zrównoważonego wykorzystania biometanu oraz ułatwienie jego włączenia do wewnętrznego rynku gazu w UE poprzez:

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

W konsekwencji zagadnienia dotyczące zwiększenia produkcji biometanu w UE znalazły się nie tylko w unormowaniach dotyczących OZE (RED II^[14] i OZE RED III^[15]) w szczególności w zakresie możliwości tworzenia systemów wsparcia przez poszczególne państwa członkowskie UE – ale również w ramach tzw. III pakietu gazowego składającego się z rozporządzenia 2024/1789^[16] oraz dyrektywy 2024/1788^[17], które ustanawiają wspólne ramy funkcjonowania sektora gazowego w UE. W motywie 10 dyrektywy 2024/1788 podkreślono, że włączenie zrównoważonego biometanu, zgodnie z kryteriami określonymi w dyrektywie RED II, do systemu gazu ziemnego wspiera unijne cele klimatyczne i pomaga zdwersyfikować dostawy energii. Wnioski o przyłączenie do sieci produkcji gazu odnawialnego powinny być oceniane w rozsądnych terminach i monitorowane przez właściwe organy regulacyjne. Powinna istnieć możliwość priorytetowego traktowania na poziomie przesyłu i dystrybucji wniosków o przyłączenie produkcji gazu odnawialnego w stosunku do wniosków o przyłączenie produkcji gazu ziemnego i gazu niskoemisyjnego.

Natomiast w motywie 112 wskazano, że państwa członkowskie powinny podjąć konkretne środki w celu wsparcia szerszego stosowania zrównoważonego biometanu lub innych rodzajów gazów, które technicznie i bezpiecznie mogą zostać wprowadzone do systemu gazu ziemnego i być nim transportowane, a ich producenci powinni uzyskać niedyskryminacyjny dostęp do systemów gazowych, pod warunkiem że dostęp ten pozostaje niezmiennie zgodny z odpowiednimi przepisami technicznymi i normami

¹⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 82).

¹⁵ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 264 z 13.10.2023).

¹⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany Rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE L 132 z 15.7.2024, s. 1789).

¹⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/we (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE L 132 z 15.7.2024, s. 1788).

bezpieczeństwa i o ile niniejsza dyrektywa nie przewiduje inaczej. Niejako uzupełniając tę konkluzję w motywie 143 dyrektywy 2024/1788 podkreślono, że państwa członkowskie powinny zapewnić, uwzględniając niezbędne wymagania jakościowe, niedyskryminacyjny dostęp biometanu lub innych rodzajów gazu do systemu gazu ziemnego pod warunkiem, że dostęp ten będzie stale zgodny z zasadami technicznymi i normami bezpieczeństwa. Te zasady i normy powinny zapewniać technicznie wykonalne i bezpieczne wprowadzanie i transport biometanu i innych rodzajów gazów systemem gazu ziemnego oraz powinny uwzględniać charakterystykę chemiczną tych gazów.

Z kolei w motywie 19 i 20 rozporządzenia 2024/1789 podkreślono, że celem niniejszego rozporządzenia jest wspieranie produkcji zrównoważonego biometanu w Unii. W tym zakresie skoordynowane mapowanie wykorzystania biogazu i biometanu stanowi narzędzie umożliwiające państwom członkowskim ustalenie wkładu biometanu w ich szacunkowe trajektorie w latach 2021–2030, w tym przewidywane całkowite końcowe zużycie energii brutto i całkowitą planowaną moc zainstalowaną, zgodnie z ich zintegrowanymi krajowymi planami w dziedzinie energii i klimatu. W przypadku gdy państwa członkowskie ustanowiły krajowe trajektorie biogazu i biometanu, powinny one określić w swoich krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu polityki i środki na rzecz ich realizacji, takie jak przyjęcie krajowych strategii w zakresie zrównoważonego biogazu i biometanu czy wyznaczenie krajowych celów rocznej produkcji lub zużycia biometanu, wyrażonych w wielkościach bezwzględnych albo jako odsetek ilości gazu ziemnego zużytego przez odbiorców podłączonych do sieci gazu ziemnego. Aby to ułatwić, Komisja przekazała państwom członkowskim posiadającym znaczący potencjał biometanu analizę ich potencjału krajowego, a także sugestie dotyczące jak najlepszego wykorzystania tego potencjału.

W konsekwencji skuteczna realizacja unijnego celu produkcji biometanu do 2030 r. powinna być uwzględniona w ramach ambicji i strategii krajowych poszczególnych państw członkowskich UE przejawiających się w przygotowywanych przez nie zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu¹⁸, o którym mowa w art. 3 rozporządzenia

¹⁸ W Polsce stosowany jest skrót KPEiK (Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu), zaś w nomenklaturze międzynarodowej przyjęto skrót NECP (ang. National Energy and Climate Plan).

2018/1999^[19] stanowiących podstawowy instrument prawny skutecznego zarządzania unią energetyczną. Z kolei w planach tych państwa członkowskie nie tylko wskazują swoje ambicje w zakresie m.in. wytwarzania i wykorzystania OZE, w tym biometanu, ale również wskazują jakie instrumenty prawne chcą stosować w celu osiągnięcia tych planów (założeń).

3 | Krajowy cel oraz instrumenty prawne mające umożliwić zwiększenie produkcji biometanu w Polsce

Jednym z państw członkowskich UE, w którym dostrzeżono istotną rolę biometanu w ramach przygotowywanej aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (dalej: aKPEiK), jest Polska. Aktualnie trwają konsultacje społeczne^[20] przed przekazaniem tego dokumentu Komisji, ale zaproponowane przez Ministra Klimatu i Środowiska^[21] (dalej: MKiŚ) ilości biometanu stanowią punkt wyjścia do określenia ambicji Polski w zakresie produkcji i wspierania tego rodzaju odnawialnego paliwa

¹⁹ Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 1, z późn. zm.).

²⁰ <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>. [dostęp: 30.11.2024].

²¹ Zgodnie z art. 15ab ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r., poz. tj. ze zm.) organem właściwym do opracowania zintegrowany krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu oraz jego aktualizację oraz sprawozdania z postępów jest minister właściwy do spraw energii, we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu – aktualnie oba dział administracji rządowej skupione są w ramach jednego organu jakim jest Minister Klimatu i Środowiska, co wynika bezpośrednio z rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. z 2023 r., poz. 2726).

gazowego. Docelowo strategia aKPEiK oparta jest na dwóch alternatywnych scenariuszach transformacji jakimi są: 1) scenariusz bazowy (*with existing measures* – WEM) oraz 2) scenariusz ambitny oparty na aktywnej transformacji (*with additional measures* – WAM).

3.1. Krajowy cel w zakresie zwiększenia produkcji biometanu w Polsce

Scenariusz WEM przedstawia rozwój sytuacji na podstawie już działających instrumentów prawnych i zaplanowanych polityk. Jest to więc scenariusz ograniczonych aspiracji w zakresie transformacji i dekarbonizacji polskiej gospodarki, który może być określany mianem *business as usual* i oparty jest na relatywnie niskim poziomie redukcji emisji CO₂ do roku 2030 oraz stosunkowo wysoki poziom zużycia węgla, gazu i innych paliw kopalnych. Wdrożenie tego scenariusza nie umożliwia realizacji przez Polskę unijnego celu redukcji do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych o 55% w porównaniu z poziomem z 1990 r., nie mówiąc już o celu neutralności klimatycznej (poziomu zero netto) do 20250 r. (art. 2 ust. 1 i 4 ust. 1 rozporządzenia 2021/1119^[22]).

Z kolei scenariusz WAM zakłada wdrażanie nowych instrumentów prawnych realizujących założenia polityki energetyczno-klimatycznej oraz przyspieszenia transformacji i dekarbonizacji gospodarki w kierunku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Zawarte w nim prognozy i rozwiązania prawne mają umożliwić osiągnięcie w Polsce celu redukcji emisji gazów cieplarnianych na poziomie zbliżonym do wskazanego powyżej celu polityki klimatyczno-energetycznej UE.

Przechodząc już do szczegółowych rozważań dotyczących biometanu należy wskazać, że zarówno w scenariuszu WEM i WAM do aKPEiK podkreślono niezwykle uniwersalny charakter biometanu jako substytutu zastępującego importowany gaz ziemny, który nadto umożliwia wykorzystanie powstałej w ten sposób energii odnawialnej we wszystkich trzech kluczowych dla transformacji sektora energetycznego zakresach objętych

²² Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie Prawo o Klimacie) (Dz. Urz. L 243 z 9.7.2021, s. 1).

obowiązkiem realizacji udziału OZE (elektroenergetyka, transport oraz ciepłownictwo i chłodnictwo). Podkreślono, że biometan to oczyszczony biogaz, który jest uzdatniony do jakości gazu ziemnego i może zostać zatłoczony do sieci gazowej. Biometan może znaleźć zastosowanie w elektroenergetyce w instalacjach wykorzystujących obecnie gaz ziemny, w sektorze transportu – ze względu na możliwość zaliczenia zużycia biometanu do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), a także w przemyśle i ciepłownictwie zamiast gazu ziemnego, a także do produkcji zielonego wodoru^[23].

Wykorzystanie biometanu ma stanowić ważny element wpływający na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i rozwój obszarów wiejskich. Rozwój biogazu i biometanu stanowi również istotne elementy strategii gospodarki o obiegu zamkniętym. Wykorzystanie biogazu i biometanu w systemach energetycznych oraz przemysłowych przyczyni się do zamknięcia cyklu życia różnych materiałów mogących stanowić biodegradowalny substrat, zmniejszenia zależności od importowanych paliw kopalnych oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych. Prowadzone przez MKiŚ analizy zakładają uruchomienie produkcji krajowej już od 2025 r. oraz zastosowanie tego paliwa w różnych gałęziach gospodarki (w pierwszej kolejności jako substytut gazu ziemnego, ponieważ biometan będzie wtłaczany do sieci gazowych). Z kolei scenariusz WEM przewiduje zastosowanie tego paliwa w pierwszej kolejności jedynie w sektorze transportu, co ma pomóc w realizacji przede wszystkim celu udziału OZE ogółem oraz celu sektorowego dla transportu.

Przechodząc już do wartości bezwzględnych w scenariuszu WEM założono, że krajowa produkcja biometanu będzie wynosiła 121 [ktoe] w 2025 r., co odpowiada ok 0,134 mld m³ standardowego paliwa gazowego (odpowiadającego kalorycznością gazowi ziemnemu wysokometanowemu), następnie 438 [ktoe] w 2030 r., co odpowiada blisko 0,486 mld m³ paliwa gazowego oraz 480 [ktoe] w 2040 r., co odpowiada nieco ponad 0,533 mld m³ tego paliwa^[24]. W tym miejscu trzeba jeszcze podkreślić, że całość produkowanego i wykorzystywanego w Polsce biometanu ma być wykorzystana w sektorze transportu bezpośrednio jako biopaliwo w postaci sprężonego

²³ Zob. Załącznik 2. do projektu aKPEiK – scenariusz WEM, s. 54 oraz Załącznik 1 do projektu aKPEiK – scenariusz WAM s. 52. <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r.> [dostęp: 18.4.2025].

²⁴ Zob. tabele i wykresy zawarte w Załącznik 2. do projektu aKPEiK – scenariusz WEM, s. 33, 40, 62 i 67.

lub skropionego biometanu albo jako transportowany siecią gazową biokomponent – w postaci biometanu – wykorzystywany do produkcji tradycyjnych w sektorze rafineryjno-paliwowym paliw w postaci benzyny oraz oleju napędowego. Co więcej nie zakłada się też wykorzystania biometanu w przemyśle ani eksportu tego paliwa do innych państw członkowskich UE.

Z kolei w scenariuszu WAM założono, że krajowa produkcja biometanu będzie wynosiła 131 [ktoe] w 2025 r., co odpowiada ok 0,145 mld m³ paliwa gazowego, następnie 1.335 [ktoe] w 2030 r., co odpowiada blisko 1,483 mld m³ paliwa gazowego oraz 3.483 [ktoe] w 2040 r., co odpowiada nieco ponad 3,870 mld m³ takiego paliwa. Planowany do 2040 r. potencjał produkcyjny biometanu ma zatem wzrosnąć do prawie 4 mld m³ biometanu, co oznacza konieczność wybudowania ok. 2.000 MW instalacji biometanowych odpowiadających ekwiwalentowi mocy zainstalowanej instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41% (art. 83l ust. 1 w zw. z art. 83m ust. 3 pkt 4 ustawy o OZE).

W tym scenariuszu zakłada się jedynie częściowe wykorzystanie biometanu w sektorze transportowym, na który planuje się przeznaczyć jedynie 475 [ktoe] w 2030 r., co odpowiada nieco ponad 0,527 mld m³ paliwa gazowego oraz 879 [ktoe] w 2040 r., co odpowiada niespełna 1 mld m³ tego paliwa. Pozostała ilość biometanu ma być wykorzystana w pozostałych sektorach w tym w szczególności w elektroenergetyce jako paliwo odnawialne pomagające w stabilizacji pracy sieci elektroenergetycznej opartej w coraz większym stopniu na pogodozależnych instalacjach wiatrowych i fotowoltaicznych, a także jak paliwo wykorzystywane w wysokosprawnej kogeneracji do produkcji ciepła użytkowego pomagającej realizować udział OZE w sektorze ciepłowniczym^[25].

Wskazane powyżej ambitne założenia dotyczące zwiększenia produkcji biometanu w Polsce, jako jednego z elementów umożliwiających transformację i dekarbonizację sektora gazowego, nie będą możliwe bez wprowadzenia stosownych instrumentów prawnych zachęcających przedsiębiorców (wytwórców) do prowadzenia tego rodzaju działalności gospodarczej. W ramach przykładu takiego instrumentu wsparcia dalszej analizie prawnej zostaną poddane unormowania zawarte w art. 83l-83s ustawy o OZE tworzące podstawy prawne dodanego do tej ustawy rozdziału 4a

²⁵ Zob. tabele i wykresy zawarte w Załącznik 2. do projektu aKPEiK – scenariusz WAM, s. 33, 43, 54.

zatytułowanego mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii.

3.2. Istota instrumentu wsparcia w postaci sprzedaży biometanu po stałej cenie zakupu

Na skutek wprowadzonych zmian prawnych ustawodawca odszedł od dalszego stosowania systemu wsparcia dla biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci gazowej opartego na dotychczasowym instrumencie wsparcia w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (tzw. brązowe certyfikaty)^[26].

W ramach nowelizacji ustawy o OZE wprowadzono natomiast instrument sprzedaży biometanu po stałej cenie zakupu wraz z prawem do pokrycia ujemnego salda – dalej również jako instrument FIP (art. 83l ust. 1 i 2 ustawy o OZE). W swych założeniach instrument ten ma być oparty o mechanizm *feed-in-premium*^[27], który zakłada sprzedaż paliwa gazowego w postaci biometanu na rynku gazowym wraz z zagwarantowaniem jego wytwórcy prawem do uzyskania dodatkowej premii (dopłaty), zwiększającej poziom uzyskanej ceny rynkowej za tę energię do poziomu administracyjnie gwarantowanej stałej ceny zakupu biometanu. Przekazywana ze środków publicznych premia stanowi więc swego rodzaju dopłatę do rynkowych cen paliw gazowego w postaci biometanu, związanej z wytworzeniem tego rodzaju paliwa gazowego ze źródeł odnawialnych. Wytwórca otrzymuje zatem premię za określoną ilość MWh wytworzonego i wprowadzonego

²⁶ Szerzej na temat tego instrumentu prawnego zob. Eryk Kosiński, Marcin Trupkiewicz, „Prawne podstawy wykorzystania biogazu w kontekście bezpieczeństwa energetycznego w sektorze gazowym – wybrane zagadnienia”, 35-56.

²⁷ Na temat instrumentów wsparcia energii odnawialnej opartych na dodatkowej premii od poziomu ceny rynkowej zob. Theodoros Iliopoulos, „Renewable energy regulation: feed-in tariff schemes under recession conditions” *European Networks Law and Regulation Quarterly*, nr 2 (2016): 110-117; Zuraidah Ngadiron, Nur Hanis Radzi, „Feed-in-tariff and competitive auctions as support mechanism for renewable energy: a review” *Journal of Engineering and Applied Sciences*, nr 14 (2016): 8938-8940; Lena Kitzing, Catherine Mitchell, Poul Erik Morthorst, „Renewable Energy policies in Europe: Converging or diverging?” *Energy Policy*, nr 51 (2012): 194-195; Julieta Schallenberg-Rodriguez, „Renewable electricity support systems: Are feed-in systems taking the lead?” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nr 76 (2017): 1423.

do sieci gazowej biometanu, która stanowi jego dodatkowy przychód, ponad ten uzyskiwany ze sprzedaży tej energii na konkurencyjnym rynku paliw gazowych, opartym w zasadniczej części o handel gazem ziemnym.

W konsekwencji instrument w postaci sprzedaży biometanu po stałej cenie zakupu z jednej strony wymusza na wytwórcach biometanu uczestnictwo w konkurencyjnym rynku paliw gazowych (brak obowiązku zakupu po taryfie gwarantowanej), a z drugiej gwarantuje im odpowiedni poziom dopłat, zachęcając w ten sposób do prowadzenia tego rodzaju działalności gospodarczej^[28].

Zgodnie z art. 83l ustawy o OZE wytwórca biometanu wytworzonego w instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej służącej do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW oraz wprowadzonego do sieci gazowej, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda. Powyższe oznacza, że ustawodawca nie zdecydował się na objęcie tym instrumentem wsparcia wytwórców biometanu wykorzystujących inną formę jego transportu w tym np. skroplonego biometanu (bioLNG), pomimo że w ramach omawianej już definicji legalnej biometanu dopuścił jego funkcjonowanie w obrocie rynkowym w takim stanie skupienia. Dodatkowo ustawodawca ograniczył też skalę (wielkość) prowadzonej działalności wytwórczej w zakresie biometanu poprzez ograniczenie mocy tych instalacji OZE do poziomu 1 MW. Oznacza to, że większe instalacje OZE wytwarzające biometan nie mogą korzystać ze stosownego instrumentu wsparcia.

W tym zakresie ważnym aspektem zasad funkcjonowania wsparcia dla biometanu jest też norma wynikająca z art. 83s ustawy o OZE, która wskazuje, że biometan, który uzyskał wsparcie w ramach instrumentu FIP nie uwzględnia się do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 u.b.b.c. Innymi słowy biometan objęty instrumentem wsparcia FIP nie może być już wykorzystany przez podmioty zobowiązane do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego, który jest podstawowym instrumentem umożliwiającym wprowadzenie stosownych poziomów OZE (biopaliw i biokomponentów) do sektora rafineryjno-paliwowego.

²⁸ W swych założeniach instrument ten wzorowany jest na wprowadzonym wcześniej instrumencie wsparcia sprzedaży energii elektrycznej z biogazu rolniczego dla instalacji o mocy do 1 MW – szerzej zob. Marcin Trupkiewicz, „Komentarz do art. 70a-70f Ustawy o odnawialnych źródłach energii”, [w:] *Odnawialne źródła energii. Rynek mocy. Inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych. Promowanie energii z wysokosprawnej kogeneracji oraz w morskich farmach wiatrowych*, t. II, Komentarz, red. Marzena Czarnecka, Tomasz Ogłódek (Warszawa: C.H. Beck, 2023), 228-283.

Niezależnie od tego wytwórcy, który zamierza korzystać ze sprzedaży biometanu po stałej cenie zakupu, powinien złożyć do Prezesa URE stosowną deklarację w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej. Dany projekt instalacji OZE przed uzyskaniem uprawnienia do możliwości skorzystania ze stosownej dopłaty (premii) musi przejść odpowiednią procedurę oceny formalnej realizowanej przez Prezesa URE (tzw. postępowanie prekwalityfikacyjne^[29]), której celem jest potwierdzenie zasadności objęcia danego projektu pomocą publiczną oraz ustalenie stanu zaawansowania inwestycji.

Zgodnie z art. 83m ust. 3 u.o.z. e. deklaracja zawiera szczegółowe elementy dotyczące:

1. danych wytwórcy biometanu;
2. łącznej ilości biometanu wprowadzonego do sieci gazowej, określoną w MWh, jaką wytwórca biometanu planuje sprzedać w okresie wskazanym w deklaracji;
3. okresu sprzedaży tego biometanu, obejmujący planowaną datę rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży biometanu;
4. miejsce przyłączenia do sieci gazowej instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie, oraz lokalizację i moc zainstalowaną tej instalacji przeliczoną na moc zainstalowaną elektryczną instalacji OZE, przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41%;
5. a także podpis wytwórcy i jego oświadczenia złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń dotyczących m.in. przestrzegania obowiązków wytwórców biometanu, uwzględniania poziomu pomocy inwestycyjnej i odpowiedniego skorygowania stałej ceny zakupu biometanu, a także warunków umożliwiających skorzystanie z pomocy publicznej.

Dodatkowo do takiej deklaracji – zgodnie z art. 83m ust. 4 ustawy o OZE – należy także załączyć następujące dokumenty:

²⁹ Zob. Jan Kreissa, Karl-Martin Ehrharta, Marie-Christin Haufe, „Appropriate design of auctions for renewable energy support – Prequalifications and penalties” *Energy Policy*, nr 101 (2017): 512-517; Marcin Trupkiewicz, „Postępowania prekwalityfikacyjne jako pierwszy etap udziału w aukcjach OZE” *Studia Prawa Publicznego*, nr 1 (2017): 108-109.

1. oryginał lub poświadczoną kopię prawomocnego pozwolenia na budowę wydane dla projektowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego;
2. oryginał lub poświadczoną kopię warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu do sieci gazowej;
3. oświadczenie, że wchodzące w skład instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu urządzenia służące do wytwarzania biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, zamontowane w czasie budowy, zostały wyprodukowane w okresie 48 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy biometanu w tej instalacji, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot;
4. zobowiązanie do wytworzenia po raz pierwszy biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu w terminie 48 miesięcy od dnia wydania stosownego zaświadczenia FIP;
5. harmonogram rzeczowo-finansowy realizacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu;
6. oryginał lub poświadczoną kopię schematu instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu ze wskazaniem urządzeń służących do wytwarzania biometanu oraz urządzeń służących do wprowadzania biometanu do sieci gazowej, wchodzących w skład tej instalacji, z oznaczeniem lokalizacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci gazowej, naniesionych na mapę poglądową uwzględniającą numery ewidencyjne działek i obrębów.

Okres ważności decyzji udzielającej pozwolenia oraz warunków przyłączenia lub umowy przyłączeniowej nie może być krótszy niż 6 miesięcy. Oznacza to też, że instalacje biometanowe, które mają możliwość ubiegania się o objęcie ich instrumentem wsparcia FIP, muszą być już na dość zaawansowanym etapie inwestycyjno-budowlanym uwzględniającym dysponowanie przez inwestora zarówno prawomocnym pozwoleniem na budowę (*ready to build*), jak i przynajmniej warunkami przyłączenia do sieci gazowej umożliwiającymi wprowadzanie biometanu na rynek paliw gazowych oraz jego finalną sprzedaż.

Podobnie jak w przypadku innych systemów wsparcia również w przypadku objęcia wsparciem biometanu, wytwórca obowiązany jest wraz ze złożeniem deklaracji FIP do uiszczenia opłaty rezerwacyjnej na odrębny rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE lub do ustanowienia gwarancji bankowej. Wysokość opłaty rezerwacyjnej i gwarancji bankowej wynosi 12 złotych za każdy 1 kW mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu. Opłata rezerwacyjna podlegać będzie zwrotowi w terminie 60 dni od dnia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu *feed-in-premium* lub w terminie 30 dni od wydania przez Prezesa URE odmowy wydania zaświadczenia o dopuszczeniu do systemu *feed-in-premium*.

W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę biometanu zobowiązania do wytworzenia po raz pierwszy biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu w terminie 48 miesięcy od dnia wydania stosownego zaświadczenia FIP, zabezpieczenie (kaucja lub kwota z gwarancji bankowej) podlega przypadkowi na rzecz Prezesa URE, ale przy jednoczesnym zachowaniu prawa do pokrycia ujemnego salda. Innymi słowy, naruszenie obowiązku rozpoczęcia działalności w określonym ustawowo terminie nie niesie za sobą konsekwencji w postaci pozbawienia danej instalacji możliwości korzystania z systemu wsparcia – w postaci premii gwarantowanej do wysokości stałej ceny zakupu – ale wiąże się jedynie z sankcją finansową w postaci przypadku ustanowionego zabezpieczania finansowego w postaci omawianej kaucji.

W przypadku złożenia kompletnej deklaracji oraz ustanowienia wymaganej kaucji, Prezes URE jest obowiązany wydać w terminie 45 dni stosowne zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej w ramach instrumentu FIP. Zaświadczenie to potwierdza uprawnienie danego wytwórcy do możliwości korzystania z systemu wsparcia – w postaci rozliczania ujemnego salda – w stosunku do danej instalacji OZE objętej tym zaświadczeniem. W tym zakresie należy jeszcze wskazać, że prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje wytwórcy biometanu, który uzyska stosowne zaświadczenie Prezesa URE nie później niż w terminie do dnia 30 czerwca 2027 r. (art. 92 ust. 5a ustawy o OZE). Oznacza to, że wsparcie przysługuje każdemu wytwórcy, który spełnia wymagania wskazane w art. 83l-83m ustawy o OZE i w ustawowo wskazanym terminie uzyska zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej w ramach instrumentu FIP. Oczywiście termin ten będzie mógł ulec wydłużeniu,

jeżeli ustawodawca zdecyduje się kontynuować stosowanie tego instrumentu wsparcia.

Unormowania zawarte w ustawie o OZE przewidują również okoliczności, w których może dojść do odmowy wydania zaświadczenia FIP, które dotyczą: 1) złożenia deklaracji niespełniającej warunków określonych w przepisach, lub 2) niewniesienia opłaty rezerwacyjnej lub 3) przekroczenia maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, jeżeli zostanie ona określona w rozporządzeniu Rady Ministrów.

W tym zakresie o ile, pierwsze dwie przesłanki odmowy mają zobiektywizowany charakter sprawdzający się do tego, że dany wytwórca nie spełnił warunków formalnych objęcia danej instalacji biometanowej instrumentem wsparcia FIP (nie dysponuje odpowiednią dokumentacją bądź nie ustanowił stosownej opłaty rezerwacyjnej), o tyle trzecia z przesłanek może budzić już większe kontrowersje. Chodzi bowiem o sytuacje, gdy w danym roku dojdzie do przekroczenia maksymalnej mocy instalacji biometanowych objętych stosownym zaświadczeniem FIP w stosunku do mocy tych instalacji ustalonych w ramach rozporządzenia wykonawczego. W konsekwencji Rada Ministrów kierując polityką państwa w zakresie ilości instalacji biometanowych objętych instrumentem wsparcia FIP może zdecydować, ile tego typu instalacji może korzystać z systemu wsparcia. Rada Ministrów ma fakultatywną możliwość wydania takiego rozporządzenia kierując się dość uznaniowymi przesłankami, takimi jak bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego, potrzebę ochrony środowiska naturalnego i (chyba najbardziej otwarta z przesłanek) cele gospodarcze i społeczne (art. 83r ust. 2 ustawy o OZE). Trzeba zatem traktować możliwość wydania takiego rozporządzenia jako swego rodzaju „bezpiecznik”, który umożliwia Radzie Ministrów ograniczenie objęcia nowych instalacji biometanowych instrumentem wsparcia FIP.

Postanowienie o odmowie jest zaskarżalne do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 7 dni od dnia jego doręczenia, także wytwórcy podważający zasadność odmowy wydania zaświadczenia potwierdzającego możliwość korzystania z uprawnienia do pokrycia ujemnego salda (dopłaty) dla biometanu mają zagwarantowaną odpowiednią ścieżkę sądowej kontroli rozstrzygnięcia podjętego w danej sprawie przez Prezesa URE.

Z uwagi na fakt, że w momencie składania deklaracji wytwórca nie jest w stanie przewidzieć dokładnego momentu zakończenia budowy instalacji OZE, jak również ewentualnych zmian technologicznych, jakie mogą

nastąpić w ciągu kilku lat niezbędnych do realizacji inwestycji przepisy prawa przewidują możliwość zmiany deklaracji w zakresie mocy zainstalowanej instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu oraz ilości sprzedawanego biometanu. W takim przypadku do zmienionej deklaracji wytwórca załącza dokumenty i oświadczenie, omówione już powyżej, o ile zawarte w nich dane uległy zmianie.

Finalnie, wytwórca biometanu, który uzyskał zaświadczenie o możliwości sprzedaży biometanu po stałej cenie zakupu, zobowiązany jest przekazać Prezesowi URE informację o dniu pierwszego wytworzenia oraz wprowadzenia biometanu do sieci gazowej – potwierdzoną przez gazowego operatora sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej – oraz jego sprzedaży w ramach instrumentu FIP w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy. Przekazanie stosownej informacji w tym zakresie potwierdza Prezesowi URE rozpoczęcie korzystania z instrumentu wsparcia biometanu w postaci stałej ceny zakupu przez danego wytwórcę w stosunku do danej instalacji OZE.

3.3. Poziom stałej ceny zakupu, okres wsparcia oraz rozliczenia sprzedawanego biometanu

Wytwórca biometanu, który uzyskał zaświadczenie FIP, przysługuje uprawnienie do korzystania z pomocy państwa w postaci prawa do pokrycia ujemnego salda w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu. Powstaje ono od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia i trwa przez okres kolejnych 20 lat, nie dłużej niż do dnia 30 czerwca 2048 r. Wysokość udzielanego wsparcia determinuje poziom ceny referencyjnej oraz ewentualnie uzyskana pomoc o charakterze inwestycyjnym.

Zgodnie z art. 83n ust. ustawy o OZE stała cena zakupu biometanu stanowić będzie cenę referencyjną biometanu obowiązującą na dzień złożenia deklaracji, która jest pomniejszana o wartość udzielonej pomocy inwestycyjnej. Ponadto, stała cena zakupu biometanu podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.

Wysokość ceny referencyjnej dla biometanu ma być określana w drodze rozporządzenia wydanego przez Ministra Klimatu i Środowiska. Organ ten

wyznacza poziom ceny referencyjnej w oparciu o przesłanki szczegółowo wymienione w art. 83o ustawy o OZE. Część z nich ma zobiektywizowany charakter dotyczących chociażby istotnych parametrów technicznych i ekonomicznych instalacji biometanowych, wymaganych nakładów inwestycyjnych na ich budowę, czy kosztów operacyjnych i przewidywanego kształtowania się cen biomasy wykorzystywanej do wytworzenia biometanu. Niemniej, wśród podstaw wymagających uwzględnienia przy kształtowaniu ceny referencyjnej możemy znaleźć też konieczność uwzględnienia wpływu instalacji biometanowej na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu, a także cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania biometanu w tworzeniu nowych miejsc pracy. Powyższe pozwala wskazać, że organ dysponuje dość dużą swobodą w zakresie kształtowania poziomu ceny referencyjnej.

Aktualnie obowiązujący poziom wsparcia dla poszczególnych rodzajów instalacji OZE uzależniony jest od poziomu ceny referencyjnej określanej w przepisach wykonawczych przez ministra właściwego do spraw klimatu. Zgodnie z aktualnymi unormowaniami cena referencyjna wynosi dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z: biogazu – 538 złotych za 1 MWh, a z biogazu rolniczego – 545 złotych za 1 MWh^[30].

Na wysokość otrzymywanego przez danego wytwórcę wsparcia wpływ ma także okoliczność uzyskania pomocy inwestycyjnej. Chodzi o wprowadzenie znanych już w ramach systemów wsparcia OZE funkcjonujących w Polsce zasad braku kumulacji pomocy publicznej o charakterze operacyjnym (premia w ramach instrumentu FIP) oraz inwestycyjnym przeznaczonym na budowę danej instalacji biometanowej (dotacji, preferencyjne pożyczki, ulgi podatkowe)^[31]. W tym zakresie art. 83q Ustawy OZE zawiera mechanizm, który ma przeciwdziałać zjawisku nadwsparcia,

³⁰ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r., poz. 2477)

³¹ Wprowadzone zasady odliczenia poziomu pomocy operacyjnej od stałej ceny zakupu biometanu oparte są na zbliżonych rozwiązaniach dotyczących instrumentu wsparcia dla sprzedaży energii elektrycznej z biogazu lub biogazu rolniczego – por. Łukasz Grzejdziak, „Komentarz do art. 39a Ustawy o odnawialnych źródłach energii, Ustawy o odnawialnych źródłach energii”, [w:] *Odnawialne źródła energii. Rynek mocy. Inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych. Promowanie energii z wysokosprawnej kogeneracji oraz w morskich farmach wiatrowych*, t. II, Komentarz, red. Marzena Czarnecka, Tomasz Ogłódek (Warszawa: C.H. Beck, 2023), 160-167.

kiedy to dana inwestycja otrzymuje zarówno pomoc operacyjną w postaci prawa do pokrycia ujemnego salda, jak również pomocy inwestycyjną i w konsekwencji kumuluje pomoc państwa na realizację danej inwestycji z różnych źródeł.

Dążąc do przeciwdziałania takiej kumulacji pomocy państwa przyjęto szczegółowe zasady wskazujące, że pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu pomniejsza stałą cenę zakupu biometanu w tej instalacji (art. 83q ust. 1 ustawy OZE). Prowadzi to do stosowania skorygowanej ceny zakupu biometanu w stosunku do danej instalacji OZE, które za pomocą ustalonego przez ustawodawcę wzoru pozwala odliczyć uzyskaną pomoc o charakterze inwestycyjnym. Do takiej korekty poziomu stałej ceny zakupu może dojść także po złożeniu stosownej deklaracji przez wytwórcę biometanu (art. 83q ust. 6 ustawy OZE). Jeżeli pomoc inwestycyjna zostanie udzielona po uzyskaniu stosownego zaświadczenia lub wartość tej pomocy wzrośnie, dany wytwórca jest obowiązany do przekazania Prezesowi URE, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca, w którym nastąpiło udzielenie takiej pomocy inwestycyjnej, oświadczenia zawierającego wartość tej pomocy, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy inwestycyjnej oraz nową skorygowaną stałą cenę zakupu biometanu.

Ustalona stała cena zakupu biometanu stanowi podstawę do obliczenia wartości wsparcia należnego danemu wytwórcy biometanu wprowadzonego do sieci gazowej. Wytwórca uzyskuje stosowne przychody z prowadzonej działalności gospodarczej z dwóch źródeł – ze sprzedaży paliwa gazowego w postaci biometanu po cenach rynkowych oraz w ramach wsparcia w postaci dodatkowej premii gwarantowanej ze środków publicznych (uprawnienie do pokrycia ujemnego salda). Środki te wypłacane są przez Zarządcę Rozliczeń S.A. w stosunku do ilości biometanu wprowadzonego do sieci gazowej ustalonej na podstawie danych udostępnianych przez operatora systemu gazowego, do sieci którego przyłączona jest dana instalacja OZE. Ilość ta wyrażona jest w kWh na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych w ujęciu dobowym obejmującym cały miesiąc kalendarzowy w ramach obejmującego danego wytwórcę okresu wsparcia. W celu uzyskania stosownego wsparcia wytwórca biometanu jest zobowiązany do sprzedaży wytworzonego biometanu oraz skompletowania danych potrzebnych do wyliczenia ujemnego salda. Obowiązki te sprowadzają się do:

1. prowadzenia dokumentacji, obejmującej wszystkie następujące po sobie doby, dotyczącej ilości wyrażonej w kWh biometanu sprzedanego w danym miesiącu oraz ich cen (wyrażonych w zł/MWh), z uwzględnieniem wskazania daty pierwszego wprowadzenia tego biometanu do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej;
2. obliczenia wartości biometanu wytworzonego w instalacji OZE sprzedanego w danym miesiącu, jako iloczynu ilości biometanu i średniej dziennej ceny gazu ziemnego, stanowiącej średnią arytmetyczną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen gazu ziemnego we wszystkich godzinach dnia dostawy tego gazu (tj. indeks giełdowy notowany przez Towarową Giełdę Energii S.A. – dalej TGE);
3. przekazywania Zarządcy Rozliczeń S.A., w terminie 15 dni po zakończeniu danego miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt 1 i 2, oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda, obliczonego na podstawie różnicy między wartością sprzedaży biometanu obliczoną zgodnie z pkt 2, a wartością tego biometanu, ustalonymi na podstawie stałej ceny zakupu biometanu albo ceny skorygowanej uwzględniającej okoliczność udzielanie pomocy inwestycyjnej lub wzrost jej wartości;
4. odjęcia zakwestionowanej ilości biometanu zawartej w sprawozdaniu, o którym mowa w pkt 3, w kolejnym okresie sprawozdawczym – w przypadku wydania postanowienia przez Prezesa URE kwestionującego wytworzenie biometanu z OZE – zakwestionowana ilość biometanu nie stanowi podstawy do wyliczenia ujemnego salda, o którym mowa w pkt 3.

Po wstępnej lekturze zasady rozliczania wsparcia (pomocy publicznej) w ramach instrumentu FIP dla instalacji biometanowych mogą wydawać się dość skomplikowane. Niemniej, wytwórca powinien jedynie systematycznie gromadzić dane odpowiadające każdemu z dni danego miesiąca, które sprowadzają się do ustalenia dokładnej ilości rzeczywiście sprzedanego biometanu (kWh), a także odpowiadającego mu indeksu dziennej ceny gazu ziemnego notowanego na TGE (zł/MWh), a finalnie obliczyć ich iloczyn. Gromadzenie wskazanych powyżej danych prowadzić ma bowiem do samodzielnego wyliczenia dziennej wartości (salda) sprzedaży biometanu, które w dalszej kolejności zestawiana jest z teoretyczną wartością (saldem) sprzedaży tej samej ilości biometanu, ale z uwzględnieniem stałej ceny zakupu biometanu (iloczyn ilości rzeczywiście sprzedanego

biometanu oraz stałej ceny zakupu). Owo zestawienia przebiega w ten sposób, że od dziennej wartości (saldo) sprzedaży biometanu odejmowana jest teoretyczna wartość (saldo) uwzględniające poziom stałej ceny zakupu tego biometanu wytworzonego w danej instalacji objętej instrumentem FIP.

De facto chodzi zatem o wyliczenie różnicy między dziennymi poziomami indeksu TGE dla gazu ziemnego, a poziomem indywidualnej stałej ceny zakupu biometanu z danej instalacji OZE, przemnożonych przez ilość tego biometanu sprzedanego w danym dniu, która to różnica rozliczenia jest przez Zarządcę Rozliczeń. Korzystanie z instrumentu FIP dla biometanu wprowadzonego do sieci gazowej polega zatem na możliwości sprzedaży przez wytwórcę niewykorzystanego biometanu wybranemu podmiotowi po ustalonych między nimi cenach rynkowych wraz z prawem wytwórcy do pokrycia ujemnego salda, na omówionych powyżej zasadach. Wypłata kwoty na pokrycie ujemnego salda będzie dokonywana przez Zarządcę Rozliczeń S.A. po weryfikacji wniosku o wypłatę w terminie 30 dni od dnia jego otrzymania. Podobnie jak w przypadku energii elektrycznej również wytwórca biometanu w przypadku wystąpienia dodatniego salda będzie obowiązany do jego zwrotu w terminie 6 miesięcy od zakończenia okresu rozliczeniowej (pełnych trzech lat kalendarzowych).

Z kolei sprzedaż biometanu przez wytwórcę na rynku w dowolnej formie może oznaczać sprzedaż tego biometanu do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami gazowymi, sprzedaż do odbiorcy końcowego lub innego uczestnika rynku paliw gazowych. Taka możliwość wykorzystania różnych form sprzedaży biometanu przygotowuje wytwórców do uczestniczenia w konkurencyjnym oraz dynamicznie zmieniającym się rynku paliw gazowych. Jednocześnie, niezależnie od ceny, jaką wytwórca uzyska na rynku ze sprzedaży niewykorzystanego biometanu, dodatkowo może skorzystać z opisanego powyżej mechanizmu uzyskania gwarantowanej premii polegającej na pokryciu ujemnego salda, stanowiącego różnicę między wartością sprzedaży biometanu ustaloną zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy o OZE, a poziomem stałej ceny zakupu dla danej instalacji OZE, ustalonej zgodnie z art. 83n ustawy o OZE.

W tym kontekście instrument FIP stanowi zatem dodatkową zachętę dla wytwórców do aktywnego udziału w rynku paliw gazowych oraz dynamicznego reagowania na pochodzące z niego sygnały cenowe. Instrument FIP przyczynia się zatem do większej integracji tych instalacji OZE z rynkiem paliw gazowych, co skutkuje bardziej wydajnym równoważeniem podaży z popytem na to paliwo.

Trzeba też podkreślić, że wytwórca biometanu nie ma zagwarantowanego obowiązku zakupu wytworzonego biometanu na rynku, ale musi znaleźć odpowiedniego kontrahenta na konkurencyjnym rynku paliw gazowych, który będzie gotowy kupić tego rodzaju paliwo gazowe po ustalonej między stronami cenie. W konsekwencji to rolą wytwórcy jest znalezienie na rynku kontrahenta, którym będzie można sprzedać paliwo gazowe w postaci biometanu wprowadzonego do sieci gazowej, a dopiero po takiej sprzedaży biometan ten będzie mógł podlegać stosownemu rozliczeniu i wsparciu w ramach instrumentu FIP. Niewykluczone jest również, że znaleziony w ten sposób kontrahent, uwzględniając odnawialne pochodzenie biometanu, będzie gotowy zapłacić wyższą cenę za tego rodzaju paliwo gazowe, aniżeli cena gazu ziemnego, co może przynieść wytwórcy dodatkowe przychody.

4 | Podsumowanie

Z punktu widzenia dzisiejszych realiów powstającego dopiero sektora biometanowego w Polsce wskazane powyżej założenia (cele) ustanawiane zarówno na szczeblu unijnym, jak i krajowym wydają się mocno ambitne. Niemniej, prowadzone przez różne instytucje badania potwierdzają dostępny potencjał substratowy w Polsce^[32], co oznacza, że cel w zakresie zwiększonego udziału biometanu w strukturze paliw stosowanych w energetyce może zostać osiągnięty. W tym zakresie niewątpliwym wyzwaniem jest wykreowanie odpowiedniego potencjału inwestycyjnego mającego zachęcić prywatnych inwestorów (wytwórców) do angażowania swojego kapitału do realizacji inwestycji w sektorze biometanu, realizując przy tym założenia wynikające z prowadzonej polityki klimatyczno-energetycznej. Zatem realizacja tych ambitnych założeń dotyczących transformacji i dekarbonizacji sektora gazowego nie będzie możliwa bez przyjęcia stosownych instrumentów wspierających rozwój instalacji biometanowych w Polsce.

³² Ewa Krasuska, Hanna Waliszewska, Miłosz Krzymiński, Katarzyna Lenart, Marcin Popkiewicz, Wojciech Racięcki, *Raportem NCBiR „Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce”* (Warszawa, 2024); Zbigniew Rogala, Michał Stanlik, Dariusz Łuszkiewicz, Ziemowit Malecha, Maciej Chorowski, „Biogaz i biometan: potencjał i wyzwania w kontekście transformacji energetycznej” *Rynek Energii*, nr 1 (2023): 40-48.

W tym zakresie z pewnością istotną rolę odegra Działanie 5. Instrument finansowy – system taryf gwarantowanych i dopłat do OZE zawarte w aKPEiK, które zakłada dalsze utrzymanie i przedłużenie okresu stosowania analizowanego w niniejszym opracowaniu instrumentu opartego na sprzedaży biometanu po stałej cenie zakupu. Przy czym faktem jest, że instrument ten dedykowany jest dla małych instalacji OZE wytwarzających i wprowadzających biometan do sieci gazowej odpowiadających mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW.

W tym zakresie w ramach aKPEiK wskazano również na konieczność podjęcia określonego pakietu dodatkowych działań polegających na wprowadzeniu instrumentów wspierających rozwój rynku biogazu i biometanu (Działanie 9. Pakiet wsparcia rozwoju rynku biogazu i biometanu). Działania te mają obejmować w szczególności:

- uruchomienie mechanizmu wsparcia operacyjnego, dedykowanego dla instalacji biometanowych powyżej 1 MWe, co będzie kolejnym krokiem pozwalającym na objęcie wsparciem operacyjnym wszystkich jednostek wytwórczych niezależnie od mocy – instrument ten ma być oparty na wykorzystywanym już w ramach ustawy o OZE instrumencie aukcji OZE, który jednocześnie będzie spełniać założenia dotyczące procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji, o których mowa w przepisach dotyczących zasad udzielania pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią;
- stworzenie ram prawnych do wykorzystania tzw. gazociągu bezpośredniego dla biogazu istotnego dla zwiększenia wykorzystania potencjału wytwórczego biogazu i biometanu na obszarach o dużym rozdrobnieniu produkcji rolnej oraz zastąpienia gazociągiem bezpośrednim transportu kołowego biogazu między wytwórcą a odbiorcą, którym może być wytwórca biometanu,
- analizę możliwości zmniejszenia obciążeń i skrócenia terminów postępowań w ramach realizacji inwestycji i poprawę warunków prowadzenia działalności wytwórczej na etapie eksploatacyjnym.

Co więcej, w zakresie planowanego pakietu Działanie 9. podkreślono szczególne znacznie skutecznego wdrożenia tzw. III pakietu gazowego (pakietu gazowo-wodorowego), zawierającego wytyczne oraz regulacje mające na celu jeszcze szersze otwarcie się operatorów gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych na wytwórców biometanu. Powyższe ma

się sprowadzać m.in. do wdrożenia obowiązków operatorów gazowych w zakresie:

- zapewnienia transparentnego procesu kształtowania planów rozwoju sieci gazowych uwzględniającego obowiązki konsultacji ze wszystkimi ważnymi interesariuszami – w praktyce obowiązek będzie dotyczył także wymogów uwzględnienia w planach operatora inwestycji w infrastrukturę biometanu;
- zapewnienia stałej zdolności przesyłu instalacji biometanu podłączonych do sieci (m.in. opracowanie stosownych procedur, analizy potrzeb inwestycyjnych i umieszczenie ich w planie rozwoju sieci, zapewnienie rewersu z sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej).

Wskazane powyżej działania w celu wdrożenia stosownych instrumentów wsparcia niewątpliwie mają kluczowy charakter dla skutecznego uruchomienia wytwarzania biometanu w Polsce. W tym zakresie, jeżeli instrumenty wsparcia finansowego mają już przynajmniej częściowo ustrukturyzowane ramy prawne w postaci stałej ceny zakupu biometanu (art. 83n-83s ustawy o OZE), gwarancji pochodzenia biometanu (art. 120-125 ustawy o OZE) oraz planowanych aukcji biometanu^[33] dla dużych instalacji, to wiele do życzenia pozostawia jeszcze zagadnienia, na które szczególnie nacisk kładzie prawodawca unijny w zakresie RED III oraz tzw. pakietu gazowego, a które w ramach aKPEiK zostały potraktowane dość pobieżnie i enigmatycznie. Chodzi o unormowania prawne dotyczące integracji instalacji biometanowych z sieciami gazowymi (przyłączania do sieci gazowych oraz odbiór biometanu), a także kwestie unormowań prawnych dotyczących ułatwień w procesie inwestycyjno-budowlanym oraz eksploatacji instalacji biometanowych. Dobrze skonstruowany system wsparcia biometanu – w rozumieniu art. 2 pkt 5 dyrektywy RED II – powinien być oparty na wszystkich wskazanych powyżej trzech elementach (flarach). Dopiero bowiem sprawne połączenie tych elementów (instrumentów) w całościowy system wsparcia dla biometanu, nie tylko ułatwi realizację inwestycji oraz założonych celów produkcyjnych, ale będzie także miało potencjał do obniżenia wymaganego poziomu wsparcia, ograniczając poziom ryzyka inwestorów realizujących inwestycje w instalacje biometanowe w Polsce.

³³ Zob. Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (druk 1130). <https://www.sejm.gov.pl/sejm10.nsf/PrzebiegProc.xsp?nr=1130>.

Bibliografia

- Chikanayev Shaimerden, „The Role of Natural Gas in the Energy Transition”, [w:] *Handbook of Energy Law in the Low-Carbon Transition*, red. Giuseppe Bel-lantuono, Lee Godden, Hanri Mostert, Hannah Wiseman, Hao Zhang. Berlin-Boston: De Gruyter Brill, 2023.
- Długosz Tomasz, „Instrumenty wspierania energetyki niekonwencjonalnej”, [w:] *Publiczne Prawo Gospodarcze. System Prawa Administracyjnego*, t. VIIIb, red. Roman Hauser, Zygmunt Niewiadomski, Andrzej Wróbel. Warszawa: C.H. Beck, 2018.
- Grzejdzia Łukasz, „Komentarz do art. 39a Ustawy o odnawialnych źródłach energii, Ustawy o odnawialnych źródłach energii”, [w:] *Odnawialne źródła energii. Rynek mocy. Inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych. Promowanie energii z wysoko-sprawnej kogeneracji oraz w morskich farmach wiatrowych*, t. II, *Komentarz*, red. Marzena Czarnecka, Tomasz Ogłódek. Warszawa: C.H. Beck, 2023.
- Iliopoulos Theodoros, „Renewable energy regulation: feed-in tariff schemes under recession conditions” *European Networks Law and Regulation Quarterly*, Nr 2 (2016): 110-117.
- Jones Christopher, Florian Ermacora, *EU Energy Law. Volume XII. Electricity Market Design In the European Union. The new legal framework for decarbonising Europe's electricity market*. Deventer: Edward Elgar Publishing, 2020.
- Kitzing Lena, Catherine Mitchell, Poul Erik Morthorst, „Renewable Energy policies in Europe: Converging or diverging?” *Energy Policy*, nr 51 (2012): 21-34.
- Kosiński Eryk, *Regulacja sektora energetycznego w Unii Europejskiej oraz na Ukra-inie. Cele i prawne środki regulacji sektora energetycznego*. Poznań: Wydawnictwo Naukowe UAM, 2019.
- Kosiński Eryk, Anna Mikulska, *What's Next for Natural Gas in Ukraine?*. Houston: Rice University, 2020. <https://www.bakerinstitute.org/media/files/files/3e1c5774/ces-wp-ukraine-050820.pdf>.
- Kosiński Eryk, Marcin Trupkiewicz, „Prawne podstawy wykorzystania biogazu w kontekście bezpieczeństwa energetycznego w sektorze gazowym – wybrane zagadnienia”, [w:] *Współczesne problemy bezpieczeństwa energetycznego. Sektor gazowy i energetyczny*, red. Mirosław Pawełczyk. Warszawa: Wydawnictwo Ius Publicum, 2018.
- Krasuska Ewa, Hanna Waliszewska, Miłosz Krzymiński, Katarzyna Lenart, Mar-cin Popkiewicz, Wojciech Racięcki, *Raportem NCBiR „Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce*. Warszawa, 2024.

- Kreissa Jan, Karl-Martin Ehrharta, Marie-Christin Haufe, „Appropriate design of auctions for renewable energy support – Prequalifications and penalties” *Energy Policy*, nr 101 (2017): 512-520.
- Matejova Miriam, „What Can Environmental Disasters Teach us About Grievances? A GIS Analysis”, [w:] *Energy Policy Advancement Climate Change Mitigation and International Environmental Justice*, red. Dmitry Kurochkin, Martha Crawford, Elena Shabliy. Cham: Springer, 2022.
- Ngadiron Zuraidah, Nur Hanis Radzi, „Feed-in-tariff and competitive auctions as support mechanism for renewable energy: a review” *Journal of Engineering and Applied Sciences*, nr 14 (2016).
- Orenstein Mitchell, *Putin The Green? The Unintended Consequences of Russia's Energy War on Europe*. Foreign Policy Research Institute, Euroasia Program, 2023.
- Rogala Zbigniew, Michał Stanlik, Dariusz Łuszkiewicz, Ziemowit Malecha, Maciej Chorowski, „Biogaz i biometan: potencjał i wyzwania w kontekście transformacji energetycznej” *Rynek Energii*, nr 1 (2023): 40-48.
- Różalska-Kucal Agnieszka, „Droga do Europejskiego Prawa o Klimacie jako reakcja Unii Europejskiej na kryzys klimatyczny” *Prawo i Więź*, nr 6 (2024): 509-528. <https://doi.org/10.36128/PRIW.VI53.1154>.
- Schallenberg-Rodriguez Julieta, „Renewable electricity support systems: Are feed-in systems taking the lead?” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nr 76 (2017): 1422-1439.
- Sourgens Frédéric, Leonardo Sempertegui, *Principles of International Energy Transition Law. Law as an Instrument of Development in the 21st Century*. Oxford: Oxford University Press, 2023.
- Szafrański Adam, *Prawo energetyczne. Wartości i instrumenty ich realizacji*. Warszawa: C.H. Beck, 2014.
- Talus Kim, *Introduction to EU Energy Law*. Oxford: Oxford University Press, 2016.
- Trupkiewicz Marcin, „Komentarz do art. 70a-70f Ustawy o odnawialnych źródłach energii”, [w:] *Odnawialne źródła energii. Rynek mocy. Inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych. Promowanie energii z wysokosprawnej kogeneracji oraz w morskich farmach wiatrowych*, t. II, *Komentarz*, red. Marzena Czarnecka, Tomasz Ogłódek. Warszawa: C.H. Beck, 2023.
- Trupkiewicz Marcin, „Postępowania prekwalityfikacyjne jako pierwszy etap udziału w aukcjach OZE” *Studia Prawa Publicznego*, nr 1 (2017): 101-121.
- Trupkiewicz Marcin, Michał Tarka, „Obowiązek dostępu do gazowej sieci dystrybucyjnej jako podstawowy warunek sprzedaży biometanu z polskich biogazowni rolniczych” *Rynek Energii*, nr 5 (2017).

