

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

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

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

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

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

Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński

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

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

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

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

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

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

Biogaz rolniczy i biometan w dyrektywach unijnych promujących stosowanie OZE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



* * *

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

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

Przywołane w niniejszym artykule tezy i ustalenia można skonstruować następująco:

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

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

2) do bezpośrednich czynników wpływających na dające się obecnie zaobserwować zainteresowanie uczestników polskiego sektora paliwowo-energetycznego rozwojem biogazowni i biometanem należą m.in. zmiany, które nastąpiły w ostatnich kilku latach na rynku paliw ciekłych, w tym:

- a) ograniczone i uwarunkowane technicznie możliwości realizacji rosnących corocznie wymiarów Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) poprzez wykorzystanie biokomponentów w postaci estrów metylowych oraz bioetanolu, co wymusza na przedsiębiorstwach realizujących NCW zastosowanie innych biokomponentów oraz
- b) zmiany w zakresie sposobów realizacji NCW, wprowadzone w nowelizacji ustawy o biokomponentach z 19 lipca 2019 roku (Dz.U., poz. 1527), dopuszczające zaliczenie do NCW nowych biokomponentów między innymi w postaci biowodoru wytworzonego z biometanu,
- c) zapotrzebowanie wytwórców paliw ciekłych na biowodor wytwarzany z biometanu w celu wykonania NCW może stanowić istotny czynnik stymulujący rozwój produkcji biometanu przeznaczonego do zatłaczania do sieci gazowej (a nie do produkcji energii elektrycznej),

3) uwzględniając analizowane w artykule przepisy ustawy o OZE, należy wskazać następujące luki i bariery prawne, które utrudniają rozwój sektora biogazu rolniczego (biometanu) przeznaczonego do wprowadzania do sieci gazowych:

- a) brak przepisów na poziomie prawa unijnego i polskiego definiujących pojęcie biometanu, co powinno być punktem wyjścia dla regulacji prawnych stymulujących rozwój rynku biometanu,
- b) brak przepisów wykonawczych określających parametry jakościowe oraz wymagania techniczne odnoszące się do przyłączania do sieci gazowych biogazowni produkujących biogaz rolniczy przeznaczony do wprowadzania do sieci gazowych, co prawdopodobnie jest jedną z głównych przyczyn braku przyłączeń biometanowni do gazowych sieci dystrybucyjnych,
- c) system wsparcia w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, przyjęty w ustawie o OZE, w praktyce nie funkcjonuje, przy czym wśród przyczyn takiego stanu rzeczy należy wymienić luki w przepisach, w tym brak rozporządze-

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

d) ustawa o OZE nie przewiduje kompleksowego systemu wsparcia dedykowanego dla działalności w zakresie wytwarzania biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnych, ponieważ świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego służą jedynie jako alternatywny sposób wypełnienia obowiązków uregulowanych w ramach systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z OZE, szczególnie ustawa o OZE nie nakłada na określone podmioty (tzw. zobowiązanych dostawców) obowiązków w zakresie zakupu biogazu rolniczego, wytworzonego w biogazowni i wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej gazowej ani nie określa szczególnych zasad rozliczeń pomiędzy wytwórcą, OSDg i takimi podmiotami, analogicznie jak w przypadku wprowadzania do sieci elektroenergetycznej energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE w ramach systemu aukcyjnego, systemu taryf gwarantowanych (FIT) lub systemu dopłat do cen rynkowych (FIP),

4) ze względu na istotną rolę, jaką biometan może odegrać w procesie transformacji gazownictwa zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu, uzasadnione jest wprowadzenie do ustawy o OZE rozwiązań wspierających produkcję biometanu przeznaczonego do wprowadzania do sieci gazowych, analogicznych do tych, które zostały przewidziane dla energii elektrycznej z OZE (np. w ramach systemu aukcyjnego czy systemów FIT lub FIP).

5) celowe jest również wprowadzenie do ustawy o OZE przepisów umożliwiających uzyskanie gwarancji pochodzenia dla biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci gazowej oraz obrót nimi, ponieważ z punktu widzenia odbiorcy końcowego gwarancja pochodzenia może mieć istotne znaczenie gospodarcze.

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

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

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

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

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