

Specustawa biometanowa warunkiem uruchomienia produkcji

Około roku temu na horyzoncie polskiej rzeczywistości odnawialnej, pojawiła się isierka nadziei na zbudowanie nowoczesnego systemu biometanowego, wpisującego się w uwarunkowania European Green Deal, zapotrzebowania na OZE w transporcie oraz spełniające szereg innych oczekiwań w gospodarce rolnej i komunalnej.

System ten dałby szansę na zbudowanie wielomiliardowego wolumenu produkowanego lokalnie pełnowartościowego gazu, a jednocześnie impuls rozwojowy dla gospodarki i wymierne korzyści środowiskowe. Spółki paliwowe Orlen i PGNiG określają tę szansę jako cywilizacyjną i wskazują na potencjał produkcji biometanu na poziomie od 4 do 7 mld m³ rocznie.

Tak, jak w tradycyjnym biogazie kilka lat temu bezskutecznie mówiło się o zmarnowanych szansach i braku skuteczności kolejnych nowelizacji ustawy o OZE (do dzisiaj nie słychać o istotnym przyroście instalacji CHP pomimo wysokich taryf gwarantowanych), tak należy zrobić wszystko, aby rewolucja biometanowa nie skończyła się tak szybko, jak stosunkowo niedawno rewolucja łupkowa w Polsce.

Co więc jest potrzebne w podstawowym zakresie już teraz, aby rewolucja biometanowa zaistniała nad Wisłą? Przypomnijmy, że dość sprawnie działającym w tej branży Francuzom proces budowania przemysłu biometanowego zajął 7 lat (począwszy od 2011).

Co zrobić, aby postawić w Polsce blisko 2 tys.

instalacji biometanowych, produkujących 2 mln m³ biometanu rocznie każda, do roku 2030?

Potrzebny jest system prawny. Kompleksowy system prawnych regulacji począwszy od mechanizmu wsparcia. Nie taki jednak jak ten obowiązujący dla biogazowni CHP, bo on nie działa należycie - rocznie powstaje zaledwie 30 nowych instalacji. A biorąc pod uwagę target 4 mld m³ rocznie do 2030 r. powinno ich powstawać 300. I to o dużej mocy.

Według analiz European Environmental Agency koszt produkcji biometanu (bez dotacji) waha się pomiędzy 9,3 a 7,8 eurocentów/kWh w zależności od skali obiektu – od niezależnych instalacji rolniczych po regionalne instalacje zbiorcze (ENEA, 2017 r.). Najszym zdaniem w Polsce można zaproponować nieco mniej, bo mamy tańsze technologie i więcej odpadów. Fair value, szczególnie w pierwszym okresie, to 5,5-7,5 eurocenta/kWh, w zależności od stosowanych substratów, o czym dalej. Oznacza to około 242-330 zł/MWh po stronie przychodów pomnożone przez ok. 22 tys. MWh dla instalacji 1 MWe. Jak zatem sfinansować fazę dynamicznego rozwoju? Jest to obecnie główny dylemat piszących ustawy dające wsparcie



zdj. Shutterstock

operacyjne, bo poza notyfikacją w KE pieniądze te trzeba skądś wziąć i w uzasadnieniu ustawy napisać od kogo. Na tym etapie niejednemu legislatorowi ręka może zadrzeć i oby nasza rewolucja nie zatrzymała się na tym właśnie etapie...

W ocenie autorów tego artykułu koszty taryfy gwarantowanej dla biometanu powinni ponosić odbiorcy gazu i energii elektrycznej w ramach opłaty OZE (być może rozszerzonej o gaz), doliczanej do rachunków za ww. media. Przy pożądanym wolumenie będzie to z pewnością kilka złotych do każdej MWh energii sprzedawanej w Polsce. Trudna decyzja, bo politycznie oznaczać będzie tzw. podwyżki, ale podwyżki uzasadnione, bo „zielone”. Drugim istotnym strumieniem finansowania rynku biometanu powinna być branża paliwowa, ale ona może sfinansować swoje cele wyższą ceną za gaz, z tytułu zakupu gwarancji pochodzenia. W ten sposób mogłaby wygrywać konkurencję na rynku biometanu.

Na potrzeby poświadczania czy gaz został wyprodukowany ze źródeł odnawialnych ustanowiony musi zostać system gwarancji pochodzenia (GoO), zaprojektowany tak, aby funkcjonować równolegle z taryfą gwarantowaną dla biometanu. No i certyfikacja zrównoważonego rozwoju, ale ona już jest dostępna, regulować jej nie trzeba. Dla każdej MWh

biometanu wprowadzanego do sieci utworzona zostałaby GoO. System ten zapewniłby możliwość identyfikowania biometanu włączanego do sieci gazu ziemnego i umożliwił dostawcom sprzedaż certyfikowanego „zielonego gazu” w sieci krajowej, także w uwolnionym obrocie międzynarodowym, który zwiększy popyt na biometan, czyli także podaż produkcji krajowej, bo streamy przychodów mogą konkurować ze sobą i stymulować docelowo obniżanie kosztów w całej branży.

Kolejny kluczowy poziom instrumentów funkcjonujących jako skuteczny pakiet działań, wspierający rozwój biogazowni to dalszy rozwój systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS). To on ustala cenę na określonej części energii ze źródeł kopalnych, przez co biogaz i biometan wprowadzane do sektora energii elektrycznej stają się nieco bardziej konkurencyjne.

W kontekście biometanu wykorzystywanego na cele transportowe kluczem jest oczywiście uznanie, że biopaliwa i biokomponenty muszą osiągać minimalne oszczędności w zakresie emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia i nie mogą pochodzić z obszarów o dużej bioróżnorodności. W 2015 r. wprowadzono dodatkowe zasady w celu ograniczenia skutków pośredniej zmiany sposobu

użytkowania gruntów (Komisja Europejska, 2018 r.). Począwszy od 2009 r. kryteria dotyczące oszczędności w zakresie emisji gazów cieplarnianych zostały ustalone na minimalnym poziomie 35 proc. redukcji emisji gazów cieplarnianych w stosunku do zastępowanych paliw kopalnych. Poziom ten wzrósł do 50 proc. od początku 2017 r. oraz do 60 proc. w przypadku nowych instalacji od 2018 r. Teraz w legislacyjnym pakiecie New Green Deal poziom ten zostanie jeszcze zwiększony.

Polski model regulacji dla biometanu powinien być zatem również konserwatywny w odniesieniu do wykorzystania upraw spożywczych i energetycznych do produkcji biogazu. Ograniczenie wykorzystania upraw energetycznych do np. 20-30 proc. materiału wsadowego w instalacji, powinien kłaść nacisk na wykorzystanie odpadów na potrzeby sektora biometanu tak, aby zmaksymalizować oszczędności w zakresie emisji gazów cieplarnianych w jego działalności, utrzymywać wsparcie dla sektora rolno-spożywczego i unikać obaw związanych ze zmianą sposobu użytkowania gruntów. Dodatkowe premie lub uzależnienie premii gwarantowanej od rodzaju substratów, mogłyby stymulować rozwój instalacji do przetwarzania odpadów w biogaz, w przeciwnym razie biometan nie będzie pełnowartościowy i nie zbuduje dodatkowych wartości w gospodarce, tak jak powinien.

Oczywiście koncentracja głównie na odpadach pochodzących z produkcji zwierzęcej zwiększy potencjał działań w zakresie redukcji emisji. Ograniczenie wykorzystania upraw energetycznych najprawdopodobniej spowolni jednak tempo ekspansji sektorowej, co oznacza, że cel produkcji 4 mld m³ biometanu rocznie może okazać się trudniejszy do osiągnięcia. Należy więc wesprzeć systemowymi rozwiązaniami także branże pozarolnicze, czyli spółki wod-kan, spółki komunalne i biogaz przemysłowy (cukrownie, gorzelnie itp.). Wartym rozważenia jest postulat ułatwiający instalacjom do produkcji biometanu uzyskiwanie pozwoleń administracyjno-prawnych, szczególnie decyzji środowiskowej.

Kolejny poziom do uregulowania, to kwestie przyłączeniowe i m.in. odrębne taryfy na dystrybucję i przesył biometanu, uwzględniające po stronie operatorów OSD i OSP finansowanie pełnych kosztów

przyłączenia do ustawowej granicy maksimum (uwzględnianej w taryfie).

Podsumowując, aby instrumenty polityki regulacyjnej tego rządu w zakresie biometanu okazały się skuteczne, ogólny koszt taryf gwarantowanych powinien szybko wzrosnąć, stosownie do liczby nowych instalacji i powinien stabilnie istnieć przez długi czas (5-6 lat plus 15-20 lat gwarantowanych cen zakupu). To stwarza oczywiście dwa główne wyzwania. Po pierwsze, pojawia się wyzwanie polegające na utrzymaniu z upływem czasu odpowiedniego poziomu systemów taryfowych po to, aby zrównoważyć stabilność zapewnianą inwestorom z zachętami do bycia konkurencyjnym oraz zapewnić, że koszty ostatecznie będą zgodne z innowacjami sektorowymi. Po drugie, ponieważ to społeczeństwo poniesie dodatkowe koszty, informowanie o korzyściach wynikających z tych działań będzie istotne dla utrzymania dla nich poparcia. W tym zakresie także edukacja odegra kluczową rolę. Stałe wzrosty cen emisji dwutlenku węgla w tych sektorach, w których biogaz zastępuje paliwa kopalne sprawia, że biogaz i biometan będą bardziej konkurencyjne i bliższe parytetowi rynkowemu, odgrywając jednocześnie dodatkowe role w gospodarce, trudne do oszacowania, ale nie do pominięcia w kalkulacjach makroekonomicznych.

MICHAŁ TARKA, MARCIN TRUPKIEWICZ,



KANCELARIA PRAWNA
Tarka Trupkiewicz i Wspólnicy



BIURO POZNAŃ
ul. Piątkowska 116
60-649 Poznań
tel. +48 61 671 08 00
poznan@ttw-legal.pl



BIURO WARSZAWA
ul. Piękna 15
00-549 Warszawa
tel. +48 22 370 28 00
warszawa@ttw-legal.pl