

Komisja Europejska przedstawiła dwa ważne pakiety zmian prawnych dotyczących gazownictwa

Adam Wawrzynowicz, Marcel Krzanowski

Pod koniec 2021 roku zaprezentowano długo wyczekiwane projekty zmian legislacyjnych do tzw. III pakietu liberalizacyjnego, czyli

- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 roku, dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE¹ oraz
- rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005².

Podstawowym celem reformy jest **dostosowanie otoczenia regulacyjnego gazownictwa do obecności odnawialnych i niskoemisyjnych paliw gazowych**. To jednak nie wszystko – projekty mają wprowadzić także nowe mechanizmy przeciwdziałania ryzyku w zakresie bezpieczeństwa dostaw na poziomie regionalnym, szeroki pakiet uprawnień konsumenckich oraz obowiązki prowadzące do zmniejszenia wycieków metanu w sektorze energetycznym.

Z kolei na początku lutego 2022 roku Komisja Europejska opublikowała uzupełniający akt delegowany w sprawie systematyki dotyczącej zmiany klimatu związany z jej łagodzeniem i przystosowaniem się do niej³. Akt ten odnosi się do działalności, które nie zostały objęte ostatnim aktem delegowanym⁴, a mianowicie do działalności związanych z energią jądrową i gazem ziemnym.

Cele strategiczne Komisji Europejskiej

Wraz z wejściem w życie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z 30 czerwca 2021 roku w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (**Europejskie Prawo o Klimacie**)⁵ usankcjonowany został cel na 2030 rok, polegający na ograniczeniu emisji netto gazów cieplarnianych (emisje po odliczeniu pochłaniania) w UE o co najmniej 55% w porównaniu z poziomami z 1990 roku. To krok ważny nie tylko ze względów wizerunkowych – ustanowienie wiążącego celu w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych powinno przełożyć się na zawartość opracowywanych i przyjmowanych aktów prawnych w obszarze energetyki. Przedsmak tego mieliśmy okazję poczuć przy okazji publikacji pakietu projektów legislacyjnych określanego nazwą *Fit for 55*⁶. Zmiany te, mimo że zostały zaprezentowane ponad pół roku temu, nadal stanowią przyczynek do dyskusji za sprawą ich spodziewanych, ważnych dla życia społeczno-gospodarczego konsekwencji.

Ostatnio zaprezentowany pakiet dekarbonizacyjny⁷ (potocznie nazywany *Hydrogen and Decarbonised Gas Package* bądź *Hy-*

drogen and Gas Markets Decarbonisation Package) ma stanowić uzupełnienie propozycji przedstawionych w lipcu 2021 roku. Podstawowe założenia tego pakietu były znane już wcześniej za sprawą zapowiedzi Komisji KE w drodze komunikatu Komisji KE do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego” COM(2020) 299 *final*⁸ oraz komunikatu Komisji KE do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu” COM(2020) 301 *final*⁹.

Prognozuje się, że w perspektywie najbliższych trzydziestu lat znaczenie paliw gazowych dla gospodarki europejskiej pozostanie mniej więcej na zbliżonym do obecnego poziomie i nadal będą odpowiadały za około 20% konsumpcji energii w Unii Europejskiej. Komisja Europejska dąży jednak do zmiany struktury tego fragmentu konsumpcji poprzez stopniowe przejście z gazowych paliw kopalnych do gazowych paliw niskoemisyjnych i odnawialnych, takich jak biogaz, biometan, niskoemisyjny i odnawialny wódór czy metan syntetyczny. Gazowe paliwa alternatywne, mimo ich niedużego udziału w obecnym miksie, mają stanowić 2/3 paliw gazowych wykorzystywanych w 2050 roku, zaś pozostały udział (1/3) ma być uzupełniony przez paliwa kopalne „oczyszczone”, przy wykorzystaniu technologii pozwalających na wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla (CCSU/CCS). Obecnie gazowe paliwa alternatywne, a konkretnie ich producenci, napotykają bariery regulacyjne, ograniczające tempo rozwoju nowych rynków. W związku z tym w grudniowym pakiecie Komisja Europejska zaproponowała zmiany mające przeciwdziałać temu zjawisku. Mają one zostać wprowadzone przez przyjęcie dwóch nowych aktów prawnych:

- projektu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady, dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazów odnawialnych, gazu ziemnego i wodoru (mającą zastąpić obecnie obowiązującą dyrektywę),
- projektu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku gazów odnawialnych, gazu ziemnego i wodoru (mające zastąpić obecnie obowiązujące rozporządzenie).

Istotne zmiany dla gazownictwa o charakterze ogólnym

Zanim szerzej zostaną omówione propozycje legislacyjne mające umożliwić „integrację” gazów alternatywnych z systemem gazowym, konieczne jest przedstawienie propozycji o ogólnym, istotnym znaczeniu dla całego gazownictwa.

Jedną z istotniejszych zmian ma dotyczyć rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 roku dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 994/2010¹⁰ (rozporządzenie SoS). Do aktu tego mają bowiem zostać wprowadzone szczególne mechanizmy przysługujące państwom członkowskim nowe uprawnienia do przeciwdziałania ryzyku w zakresie dostaw gazu zdiagnozowanym na poziomie regionalnym. Jeżeli ze wspólnej oceny wynika, że na poziomie regionalnym istnieje ryzyko, które może dotyczyć jednego bądź kilku państw w ramach tej samej grupy i któremu nie można w inny sposób zaradzić, państwa członkowskie będą mogły rozważyć przyjęcie jednego bądź kilku ze środków szczególnych, takich jak:

- zobowiązanie użytkowników instalacji magazynowych gazu do przechowywania minimalnej ilości paliwa gazowego w magazynach podziemnych,
- przetargi, licytacje lub równoważne mechanizmy zachęcające do rezerwacji pojemności magazynowych, w ramach których pokrywane są ewentualne niedobory kosztów,
- zobowiązanie operatora systemu przesyłowego do zakupu i zarządzania strategicznymi zapasami gazu,
- dopuszczenie możliwości pełnej integracji magazynów w sieci operatora systemu przesyłowego w przypadku, gdy w przeciwnym razie magazynowanie spowodowałoby zatrzymanie działalności, jeżeli takie zatrzymanie działalności zagroziłoby bezpiecznemu i niezawodnemu funkcjonowaniu systemu przesyłowego.

Pierwszy z tych środków zbliżony jest do rozwiązań przewidzianych w ustawie z 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym¹¹ (ustawa o zapasach).

Pakiet przewiduje także szeroki katalog uprawnień konsumentów. Na przykład państwa członkowskie będą zobowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom końcowym prawo do zakupu gazu od wybranego dostawcy, niezależnie od miejsca jego zarejestrowania w Unii Europejskiej pod warunkiem, że przestrzega on obowiązujących zasad handlu i bilansowania. Warto też wspomnieć o prognozowanym wprowadzeniu „porównywarki” ofert dostawców gazu. Zgodnie z projektowanymi zapisami, państwa członkowskie będą obowiązane zapewnić, aby przynajmniej odbiorcy będący gospodarstwami domowymi oraz mikroprzedsiębiorstwa mieli bezpłatny dostęp do co najmniej jednego „narzędzia porównującego oferty dostawców, w tym oferty związane”. Klienci mają być informowani o dostępności takich narzędzi w rachunkach lub wraz z rachunkami bądź w inny sposób.

Istotną zmianą odnoszącą się do propozycji opisywanych w kolejnych częściach artykułu jest wprowadzenie zakazu zawierania długoterminowych kontraktów na zakup gazu ziemnego po 2049 roku. Jak można wyczytać w preambule do projektu dyrektywy gazowej, kontrakty takie są istotną częścią dostaw gazu do państw członkowskich. Jednocześnie zwraca się uwagę, że okoliczność ta nie może stanowić przeszkody dla wejścia na rynek gazów ze źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych.

W tym segmencie należy też wspomnieć o projekcie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji

emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniającego rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z 5 czerwca 2019 roku, ustanawiającego Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki¹². Celem przyszłego rozporządzenia jest ochrona i poprawa stanu środowiska poprzez zmniejszenie emisji metanu z energii kopalnej produkowanej lub zużywanej w Unii Europejskiej. Adresatami tych rozwiązań mają być podmioty gospodarcze prowadzące działalność w zakresie ropy naftowej i produktów ropopochodnych, paliw gazowych oraz węgla. Nowe obowiązki podzielono na działania w obszarze **monitorowania i raportowania** (ang. *monitoring and reporting*) oraz **łagodzenia** (ang. *mitigation*). Dla branży *Oil&Gas* w pierwszej grupie działań przewiduje się bezpośredni pomiar emisji metanu na poziomie źródła, częste wykrywanie wycieków oraz przeprowadzanie przeglądów wszystkich elementów infrastruktury stanowiącej źródło emisji, nieprzerwane monitorowanie elementów podatnych na wycieki oraz publiczną inwentaryzację nieczystych szybów. Z kolei na działania znajdujące się w drugiej grupie składa się obowiązek bezzwłocznego (bądź w najkrótszym możliwym czasie) naprawiania wycieków metanu, zakaz odpowietrzania gazociągu oraz rutynowego *flaringu* (z kilkoma wyjątkami) oraz obowiązek łagodzenia wycieków emisji metanu z niewykorzystywanych instalacji. Wśród propozycji są też rozwiązania mające pomóc przedsiębiorstwom energetycznym rozłożyć ciężar wynikający z nowych zadań. W projekcie rozporządzenia metanowego przewiduje się uprawnienie do wliczenia kosztów związanych z dostosowaniem infrastruktury do wymogów wynikających z rozporządzenia przy ustalaniu taryf bądź metod ich obliczania.

Metanowe paliwa alternatywne w systemie gazowym

Komisja Europejska dąży do zerwania z „łatką” mówiącą, że obecne przepisy znajdują zastosowanie wyłącznie do rynku gazu ziemnego. **System gazowy w nowym kształcie to system oparty na gazach metanowych, nie tylko kopalnych, ale także odnawialnych i niskoemisyjnych.** Najbardziej czytelną manifestacją tej zmiany jest wprowadzenie wiążącej definicji terminu „gaz ziemny”, który oznaczać ma „wszystkie gazy składające się głównie z metanu i obejmujące biogaz i gaz z biomasy, zwłaszcza biometan, lub inne rodzaje gazów, które można – zgodnie z wiedzą techniczną – bezpiecznie wtłaczać i transportować systemem gazociągów”.

W nowej dyrektywie ma zostać dodana także definicja legalna terminu „gaz odnawialny”. Jego pojęcie ma obejmować biogaz w rozumieniu przepisu art. 2 pkt 28 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych¹³ (**dyrektywa OZE**), w tym biometanu i odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego, zdefiniowane w przepisie art. 2 pkt 36 dyrektywy o OZE. W projekcie przewiduje się także definicję terminu „paliwo niskoemisyjne”, które będzie odnosiło się do części pochodzących z recyklingu paliw gazowych, o których mowa w przepisie art. 2 pkt 35 dyrektywy o OZE, a także niskoemisyjnego wodoru i syntetycznych paliw gazowych o zawartości energetycznej uzyskiwanej z niskoemisyjnego wodoru, **„które spełniają próg redukcji emisji gazów cieplarnianych na poziomie 70%”**. Odnawialność bądź niskoemisyjność paliw gazowych ma być

potwierdzana certyfikatami wydawanymi z uwzględnieniem kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz bilansu masy, przewidzianych w dyrektywie o OZE.

Podstawowe założenia leżące u podstaw regulacji rynku gazu – rozdział produkcji i dostaw od przesyłu, dystrybucji i magazynowania, zasada dostępu stron trzecich, zasada zatwierdzania taryf lub metod do ich kalkulacji stosowanych do infrastruktury gazowej, zasada ustalania cen dostaw na podstawie mechanizmów rynkowych oraz wolność wyboru dostawcy – nie ulegną zmianie, ale zostaną rozszerzone na takie gazy, jak chociażby biometan czy metan syntetyczny. Metanowe gazy alternatywne mają mieć zagwarantowany dostęp do systemu gazowego. Zgodnie z założeniami projektu dyrektywy gazowej, państwa członkowskie mają zapewnić dostęp gazów odnawialnych i niskoemisyjnych do rynku i infrastruktury niezależnie od tego, czy instalacje produkujące te gazy są podłączone do sieci dystrybucyjnych i transportowych. Ponadto, operatorzy systemów przesyłowego i dystrybucyjnego będą zobowiązani do ustanawiania i publikowania transparentnych i niedyskryminacyjnych połączeń do nowej infrastruktury produkującej gazy alternatywne.

Wartą do odnotowania zmianą w zakresie taryfowania jest jednak **wprowadzenie rabatów taryfowych dla gazów odnawialnych i niskoemisyjnych**. Przy ustalaniu taryf zniżki mają być stosowane w stosunku do:

- punktów wejścia z zakładów produkcji energii odnawialnej i niskoemisyjnej (zniżkę w wysokości 75% stosuje się do odpowiednich taryf opartych na zdolności w celu zwiększenia zatlaczania gazów ze źródeł odnawialnych i gazów niskoemisyjnych),
- taryf przesyłowych opartych na zdolności obowiązujących w punktach wejścia do instalacji magazynowych i punktach wyjścia z instalacji magazynowych, chyba że instalacja magazynowa jest połączona z więcej niż jedną siecią przesyłową lub dystrybucyjną i wykorzystywana do konkurencji z punktem połączenia międzysystemowego (zniżkę taką ustala się na poziomie 75% w państwach członkowskich, w których po raz pierwszy wprowadzono do systemu gaz odnawialny i niskoemisyjny).

Rabaty będą mogły być niższe tylko w sytuacji, gdy zdecyduje o tym regulator i pod warunkiem, że niższy poziom zostanie ustanowiony w zgodzie z ogólnymi zasadami dotyczącymi taryf, zwłaszcza z zasadą odzwierciedlania kosztów, przy wzięciu pod uwagę w stosownych przypadkach potrzeby stabilnych ram finansowych dla istniejących inwestycji, a także postępu we wdrażaniu odnawialnych i niskoemisyjnych gazów w danym państwie członkowskim. Szczegóły dotyczące zniżek taryfowych mogą być zawarte w nowych kodeksach sieciowych. Jednocześnie w projekcie dyrektywy gazowej zawarto postanowienie, że zniżki będą mogły być ustanawiane, jeżeli przewidywać to będzie prawodawstwo unijne. Należy zauważyć, że odnosi się ona wyłącznie do gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, z pominięciem kopalnych gazów metanowych. Jednocześnie z projektowanych aktów nie wynika, jak to rozwiązanie może wpłynąć na obecnie obowiązujące rabaty wydane na podstawie rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 roku, ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu¹⁴. Ponadto, przygotowywane akty nie udzielają odpowiedzi na to, czy operatorzy infrastruktury będą mogli odzyskać koszty

związane z ustanowieniem takich rabatów. To wszystko kwestie, które muszą jeszcze zostać doprecyzowane przez projektodawców pakietu.

Nowy system wodorowy

Najważniejsze zmiany wynikające z pakietu dekarbonizacyjnego mają jednak dotyczyć wodoru oraz zasad rządzących tym rynkiem. **Komisja Europejska planuje bowiem stworzyć odrębny system wodoru, istniejący obok systemu gazów metanowych**. Należy przy tym zaznaczyć, że będzie to system „wodoru o wysokim stopniu czystości”, jak można wyczytać w definicji terminu „system wodorowy”, zawartej w projekcie dyrektywy gazowej.

Wyodrębnienie systemu wodorowego wiąże się także z wyodrębnieniem operatorów infrastruktury wodorowej. Projekty przewidują konieczność wykonywania funkcji operatorskich w obszarach transportu (rozumianego jako transport przez sieć wodorową w celu jego dostarczenia klientom, ale z wyłączeniem dostaw, niezależnie od ciśnienia, zasięgu geograficznego lub połączonej grupy klientów sieci), magazynowania wodoru oraz regazyfikacji i skraplania. W stosunku do nich mają znaleźć zastosowanie analogiczne zasady dotyczące rozdziału, tak jak jest w przypadku operatorów systemu gazowego. Jak można wyczytać w preambule do projektu nowej dyrektywy gazowej, to rozwiązanie uznaje się za korzystniejsze w porównaniu z wprowadzeniem takich zasad już po wykształceniu się rynku (przede wszystkim pod kątem oszczędności czasowych). Z projektów wynika, że po 2030 roku operatorzy powinni być poddani unbundlingowi własnościowemu albo zostać przekształceni w niezależnego operatora systemu (ISO). Rozwiązanie to wzbudziło zastrzeżenia Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ENTSOG). Wskazała ona w swoim komunikacie, że może ono, „w połączeniu z proponowanym modelem wydzielenia prawnego aktywów gazowych i wodorowych, stłumić lub opóźnić inwestycje w infrastrukturę wodorową oraz może osłabić rozwój sieci”¹⁵. Zgodnie z założeniami pakietu dekarbonizacyjnego, operatorzy sieci wodorowych mają współpracować na poziomie europejskim. Dlatego ustanowiona ma zostać Europejska Sieć Operatorów Sieci Wodorowych (ENNOH).

Do sieci wodorowych ma znaleźć zastosowanie zasada TPA, co ma służyć zapewnieniu „konkurencji i równych szans na rynku dostaw wodoru”. Zasada TPA ma dotyczyć także instalacji magazynowych oraz terminali regazyfikacyjnych i skraplających wodoru. Projektodawcy zdają sobie sprawę z tego, że wprowadzenie podstawowych zasad rynku gazu do infrastruktury wodorowej już od samego początku obowiązywania nowych regulacji może stanowić dla jej właścicieli zbyt duże obciążenie. W projektach przewidziano więc derogacje pozwalające na czasowe zwolnienie infrastruktury wodorowej od stosowania tych zasad. Dla sieci wodorowych istniejących w dniu wejścia w życie dyrektywy będzie możliwe zastosowanie derogacji, w drodze których zostanie wyłączone stosowanie przepisów ustanawiających zasadę TPA czy regulujących unbundling operatorów sieci wodorowych. Datą graniczną dla stosowania tego typu zwolnień będzie 31 grudnia 2030 roku. Nadzór nad funkcjonowaniem systemu wodorowego mają sprawować niezależne organy regulacyjne.

W kontekście zmian dotyczących wodoru warto wspomnieć o proponowanych rozwiązaniach w sprawie domieszkowania

wodorem gazu ziemnego. W projekcie rozporządzenia gazowego przewiduje się **ustanowienie wymaganych pułapów domieszek wodoru w punktach połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi UE w systemie gazu ziemnego na poziomie 5%**. Obowiązek ten ma być realizowany od 1 października 2025 roku. Projektowane przepisy dopuszczają możliwość ustanowienia wyższych pułapów, jednak wówczas nie będą mogły być stosowane przewidziane w rozporządzeniu przepisy odnoszące się do transgranicznej koordynacji w zakresie jakości gazu. Można to odczytać jako znak, że Komisji Europejskiej w większym stopniu zależy na „zazielenianiu” gazu ziemnego poprzez dodawanie odnawialnych i niskoemisyjnych gazów metanowych, zaś czysty wodór powinien krążyć w ramach własnego podsystemu.

Akt delegowany do rozporządzenia w sprawie taksonomii UE dla gazu ziemnego

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088¹⁶ (**rozporządzenie w sprawie taksonomii UE**) ustanawia 3 typy działalności:

- niskoemisyjną (art. 10 ust. 1),
- przejściową (art. 10 ust. 2),
- wspomagającą (art. 16).

W najnowszym akcie uzupełniającym KE zaliczyła niektóre działalności w zakresie energii jądrowej i gazu ziemnego do drugiej kategorii działań. Uznaje się je za działania, których nie można jeszcze zastąpić wykonalnymi technologicznie i ekonomicznie alternatywami niskoemisyjnymi, ale które przyczyniają się do łagodzenia zmian klimatu i mogą odegrać ważną rolę w przejściu na gospodarkę zeroemisyjną, zgodnie z celami klimatycznymi UE oraz z zastrzeżeniem pewnych warunków i bez wypierania inwestycji w źródła odnawialne.

Akt uzupełniający przewiduje również określone wymogi informacyjne związane z działalnością związaną z energią jądrową i gazem ziemnym poprzez zmianę aktu delegowanego dotyczącego ujawniania informacji zgodnie z przepisami art. 8 rozporządzenia w sprawie taksonomii UE¹⁷. Poprawka ta wprowadza wymóg, aby duże, notowane na giełdzie spółki niefinansowe i finansowe ujawniały część swojej działalności związanej z energią jądrową i gazem ziemnym. Ma to pomóc inwestorom w dokonywaniu świadomych wyborów.

Akt uzupełniający odnosi się do **3 rodzajów działalności związanych z gazem ziemnym:**

- 1) wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem kopalnych paliw gazowych,
- 2) wysokosprawnej kogeneracji ciepła/chłodu i energii z wykorzystaniem kopalnych paliw gazowych,
- 3) produkcji ciepła/chłodu z wykorzystaniem kopalnych paliw gazowych w efektywnym ciepłownictwie/chłodnictwie systemowym.

Pamiętać trzeba, że w art. 9 rozporządzenie w sprawie taksonomii UE określa cele środowiskowe, które muszą spełniać działalności objęte aktami uzupełniającymi. Dla działalności związanych z gazem ziemnym najbardziej wymagające warunki związane są z celem polegającym na łagodzeniu zmian klimatu. Każda z tych działalności musi spełniać jeden z następujących progów emisji:

- emisje w cyklu życia są poniżej 100 g CO₂e/kWh lub

- dla instalacji, dla których uzyskano pozwolenie na budowę do końca 2030 roku i w przypadku braku dostępności źródeł odnawialnych w wystarczającej skali, **emisje bezpośrednie wynoszą poniżej 270 g CO₂e/kWh** lub, w przypadku działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej, ich roczna bezpośrednia emisja gazów cieplarnianych nie może przekroczyć średnio 550 kg CO₂/kW mocy obiektu przez 20 lat. W takim przypadku działalność musi spełniać wiele warunków kumulatywnych, m.in. **zapewniać pełne przejście na gazy odnawialne lub niskoemisyjne do końca 2035 roku.**

Parlament Europejski i Rada będą miały 4 miesiące na zbadanie projektu i, jeśli uznają to za konieczne, na zgłoszenie sprzeciwu wobec niego. Z zaprezentowanego dokumentu można wyczytać, że będzie on stosowany od 1 stycznia 2023 roku.

Gdy opublikowano zbiór projektów legislacyjnych *Fit for 55*, można się było spodziewać, że ten kolejny środek do osiągnięcia celów klimatycznych, czyli omawiany pakiet dekarbonizacji, będzie równie wymagający, a co za tym idzie – będzie dużym wyzwaniem dla gazownictwa. Lektura proponowanych rozwiązań niejako potwierdza to założenie – Komisja Europejska chce poprawiać sytuację gazów odnawialnych i niskoemisyjnych kosztem kopalnych gazów metanowych, co wyraża się w nowych obowiązkach przedsiębiorstw gazowniczych w wielu obszarach ich działalności. Zasadność ustanawiania bądź ich proponowany kształt w niektórych przypadkach może jednak wzbudzać wątpliwości.

Z projektowanych aktów nie wynika, jak nowe rozwiązania mają wpłynąć na obecnie obowiązujące rabaty, wydane na podstawie rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 roku, ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu¹⁸. Nie jest jasne, czy te rabaty będą mogły nadal funkcjonować i wspierać rozwój infrastruktury gazowej służącej dywersyfikacji dostaw i rozwijaniu zdolności do magazynowania gazu. Ponadto, przygotowywane akty nie udzielają odpowiedzi na to, czy (ewentualnie w jaki sposób) operatorzy będą mogli odzyskać koszty związane z ustanowieniem takich rabatów.

Jeśli zaś chodzi o wyodrębnienie systemu wodorowego, w naszej ocenie można postawić pytanie o powód takiej właśnie zmiany w kierunku regulacji europejskiej, zważywszy na to, że drogę do neutralności klimatycznej ma skrócić tzw. koncepcja integracji sektorów (ang. *sector coupling*). Wątpliwe jest wyodrębnianie systemu wodoru obok systemu gazów metanowych, skoro to w tym drugim funkcjonują przedsiębiorstwa o znaczącym potencjale inwestycyjnym, rozwiniętej infrastrukturze i know-how niezbędnym do dynamizacji rozwoju rynku wodoru. Zastanawiać się można, dlaczego położono tak niewielki akcent na współpracę przedsiębiorstw gazowniczych, ciepłowniczych i elektroenergetycznych, a nawet podmiotów z innych sektorów, jak chociażby transport. Trudno znaleźć odpowiedź na pytanie, dlaczego w pakiecie nie przewiduje się jakichkolwiek szczególnych rozwiązań odnoszących się do instalacji *Power to Gas*, skoro ich potencjał to więcej niż tylko wytwarzanie wodoru, ale droga do oszczędniejszego magazynowania energii i integracji sektorów.

Wybrane przykłady obrazują, że niektóre propozycje zawarte w pakiecie dekarbonizacyjnym wymagają jeszcze dopracowania i zapewne uzgodnienia z kluczowymi interesariuszami rynku. Dlatego konieczne jest zaangażowanie się w konsultacje nad tymi aktami oraz wywarcie presji na wprowadzenie zmian korzystnych dla klimatu, ale stanowiących jednocześnie kontynuację wcześniej obranych kierunków regulacji.

Jeżeli chodzi o nowy akt delegowany do rozporządzenia w sprawie taksonomii UE, propozycje w nim zawarte wydają się korzystne z punktu widzenia sektora (w porównaniu z wcześniejszymi propozycjami). Należy jednak podkreślić, że wymagania stawiane działalnościom wykorzystującym gaz ziemny są surowe i prawdopodobnie wpłyną na plany inwestycyjne niektórych przedsiębiorstw z branży elektroenergetycznej i ciepłowniczej.

Adam Wawrzynowicz, radca prawny w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy
Marcel Krzanowski, prawnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy

Bibliografia

- ¹ Dz.U. UE. L. z 2009 roku, nr 211, s. 94 z późn. zm.
- ² Dz.U. UE. L. z 2009 roku, nr 211, s. 36 z późn. zm.
- ³ European Commission, *EU Taxonomy: Commission presents Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation* <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_711> (dostęp: 7.02.2022).
- ⁴ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2021/2139 z 4 czerwca 2021 roku, uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 poprzez ustanowienie technicznych kryteriów kwalifikacji służą-

cych określeniu warunków, na jakich dana działalność gospodarcza kwalifikuje się jako wnosząca istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu lub w adaptację do zmian klimatu, a także określeniu, czy ta działalność gospodarcza nie wyrządza poważnych szkód względem żadnego z pozostałych celów środowiskowych (Dz.U. UE. L. z 2021 roku, nr 442, s. 1).

⁵ Dz.U. UE. L. z 2021 roku, nr 243, s. 1.

⁶ European Commission, *Delivering the European Green Deal* <https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en> (dostęp: 12.01.2022).

⁷ European Commission, *Commission proposes new EU framework to decarbonise gas markets, promote hydrogen and reduce methane emissions* <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_6682> (dostęp: 12.01.2022).

⁸ Dz.U. UE. C. z 2021 roku, nr 123, s. 22.

⁹ Dz.U. UE. C. z 2021 roku, nr 123, s. 30).

¹⁰ Dz.U. UE. L. z 2017 roku, nr 280, str. 1.

¹¹ T.j. Dz.U. z 2021 roku, poz. 2249.

¹² Dz.U. UE. L. z 2019 roku, nr 158, s. 22.

¹³ Dz.U. UE. L. z 2018 roku, nr 328, s. 82 z późn. zm.

¹⁴ Dz.U. UE. L. z 2017 roku, nr 72, s. 29.

¹⁵ ENTSG, *Press Releas. ENTSG initial reaction to the publication of the EC's Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package* <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-12/PRO261-21_211215_Press%20Release%20ENTSG%20reaction%20on%20ECs%20Hydrogen%20and%20Decarbonised%20Gas%20Market%20Package_0.pdf> (dostęp: 17.01.2022).

¹⁶ Dz.U. UE. L. z 2020 roku, nr 198, s. 13.

¹⁷ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2021/2178 z 6 lipca 2021 roku, uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 przez sprecyzowanie treści i prezentacji informacji dotyczących zrównoważonej środowiskowo działalności gospodarczej, które mają być ujawniane przez przedsiębiorstwa podlegające art. 19a lub 29a dyrektywy 2013/34/UE, oraz określenie metody spełnienia tego obowiązku ujawniania informacji (Dz.U. UE. L. z 2021 roku, nr 443, s. 9).

¹⁸ Dz.U. UE. L. z 2017 roku, nr 72, s. 29.

Liderzy innowacji nagrodzeni przez NCBiR

Ponad 82 mln zł na projekty 57 wybitnych młodych naukowców przeznaczyło Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w XII edycji Programu LIDER. Program promuje badaczy i badaczki, których wyniki pracy mogą być wdrożone w gospodarce i którzy mają potencjał i motywację do pełnienia funkcji kierowników projektów badawczo-rozwojowych.

Program uruchomiono w 2009 roku i jest najdłużej nieprzerwanie trwającym programem NCBiR. Do grona prawie 500 liderów dołączyło 57 nowych liderów i liderów XII edycji programu.

– Do wprowadzania innowacji służących rozwojowi cywilizacyjnemu kraju i opartych na badaniach naukowych oraz rzetelnej wiedzy, potrzebujemy liderów ze świata nauki. Naukowców, którzy mają odwagę stawiania śmiałych pytań badawczych, wdrażania nowych rozwiązań w gospodarce, wskazywania kierunków rozwoju i którzy posiadają też umiejętność pociągania za sobą innych oraz budowania wokół siebie zespołu. Program LIDER poświęcony jest właśnie wspieraniu rozwoju naukowców-liderów w ich środowiskach, na uczelniach, w instytutach badawczych i naukowych, a także w przedsiębiorstwach – powiedział dr Remigiusz Kopoczek, p.o. dyrektora NCBiR.

Przeprowadzone w NCBiR analizy karier laureatów programu LIDER pokazują, że udział w nim przyczynia się do rozwoju naukowców: zarówno ich kompetencji jako samodzielnych kierowników zespołów, jak i ich karier naukowych. Pomaga też przy przekonywaniu inwestorów do wykorzystania w praktyce wyników pracy badawczej.

– Program LIDER NCBiR jest swego rodzaju pieczęcią doskonałości – stwierdził dr hab. inż. Jakub Kupecki z Instytutu Energetyki, który w XII edycji programu otrzymał grant na projekt „Opracowanie innowacyjnego stałotłokowego elektrolizera (SOE) wytwarzanego niskokosztowymi technikami wytwarzanymi jako kluczowego elementu nowoczesnych magazynów energii opartych na koncepcji Power to Gas”. – Projekty przechodzą przez rygorystyczną ocenę wybitnego grona ekspertów, co pozwala na wyselekcjonowanie wyróżniających się pomysłów o wysokim potencjale badawczym i wdrożeniowym. Nie pozostaje to bez znaczenia podczas rozmów z potencjalnymi odbiorcami efektów projektów, którzy chcą komercjalizować rezultaty prac B+R, a niejednokrotnie ich potrzeby definiują zakres

i charakter projektu. Pozyskane finansowanie pozwala rozszerzyć zakres badań oraz zaangażować młody, wysoko wykwalifikowaną interdyscyplinarną kadrę B+R – tak będzie w przypadku mojego projektu. Mam nadzieję, że projekt LIDER umożliwi mi finalizację kolejnego etapu badań i rozpoczęcie postępowania profesorskiego – dodał dr hab. inż. Jakub Kupecki.

Efektom projektu dr. hab. inż. Jakuba Kupeckiego będzie udoskonalony elektrolizator SOE, wytwarzany niskokosztowymi metodami wytwórczymi, przystosowanymi do masowej produkcji. – Urządzenie to umożliwi wytwarzanie wodoru, zużywając o około 30% mniej energii elektrycznej niż komercyjne elektrolizery alkaliczne i PEM. Urządzenie tego typu jest podstawowym elementem do budowy instalacji elektrolizy dowolnej mocy – od układów o mocy wystarczającej do produkcji wodoru dla stacji tankowania kilkudziesięciu pojazdów wodorowych dziennie do wielomegawatowych instalacji produkcji wodoru dla energetyki, przemysłu, chemii lub petrochemii. Głównymi odbiorcami technologii będą podmioty z sektora paliwowo-energetycznego oraz związane z produkcją amoniaku, która odpowiada za około 40% zużycia wodoru w Polsce. Już na etapie składania wniosku udało się pozyskać cztery listy intencyjne od firm zainteresowanych wdrożeniem tej technologii – powiedział dr hab. inż. Jakub Kupecki.

LIDER w liczbach

Średni wiek laureatów i laureatek XII edycji programu to 34 lata. Większość z nich posiada stopień naukowy doktora (76%). 39 proc. wyróżnionych to kobiety. Wśród zwyciężek projektów większość (61%) pochodziło z uczelni, 28% z instytutów badawczych (w tym instytutów działających w ramach Sieci Badawczej Łukasiewicz), 9% z PAN. Jeden lider realizuje swój projekt w przedsiębiorstwie.

Najwięcej nagrodzonych wniosków pochodziło z krakowskich uczelni technicznych: Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (6) oraz z Politechniki Krakowskiej (4). W Krakowie realizowanych jest 20% projektów. Kolejne miasta z największą liczbą laureatów XII edycji to Poznań, Warszawa i Wrocław (po 15%). Pod względem tematyki projektów, które otrzymały dofinansowanie, dominują nauki inżynierskie i techniczne (60%).

Opis liderów i liderów XII edycji Programu LIDER oraz więcej informacji zawiera publikacja „XII edycja programu LIDER”. Opr. AC