



**Analiza przepisów Taksonomii UE do rozporządzenia delegowanego Komisji
(UE) 2022/1214 i rekomendacje wdrożeniowe**

Warszawa, listopad 2023 r.





Wprowadzenie

18 czerwca 2020 r. przyjęte zostało Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje (dalej: Rozporządzenie w sprawie Taksonomii UE). Głównym celem Rozporządzenia w sprawie Taksonomii UE jest wprowadzenie regulacji określających metody klasyfikacji działalności gospodarczej jako zrównoważonej środowiskowo.

Ponadto przepisy te mają również na celu zharmonizowanie informacji udzielanych przez instytucje finansowe na temat finansowania działalności gospodarczych, które są zrównoważone środowiskowo. Dodatkowo wprowadzony został obowiązek dla przedsiębiorstw, podlegających obowiązkowi udostępniania informacji niefinansowych i informowania o tym, jaka część prowadzonej przez nie działalności jest zgodna z Taksonomią UE. Informacje powinny dotyczyć udziału procentowego obrotu, nakładów inwestycyjnych (CAPEX) oraz wydatków operacyjnych (OPEX), które kwalifikują się zgodnie z zapisami Rozporządzenia w sprawie Taksonomii UE jako działalność zrównoważona środowiskowo.

Rozporządzenie zobligowało Komisję Europejską (KE) do wydania aktów delegowanych, które będą ustanawiały techniczne kryteria kwalifikacji służące określeniu warunków, na jakich działalność gospodarcza wnosi istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu oraz adaptację do tych zmian, a także w zakresie realizacji pozostałych celów środowiskowych, tj.:

- zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich;
- przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym;
- zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola;
- ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów.

W pierwszej kolejności KE przyjęła 4 czerwca 2021 r. akt delegowany z technicznymi kryteriami kwalifikacji służącymi określeniu warunków, na jakich działalność gospodarcza wnosi istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu oraz adaptację do tych zmian - rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2021/2139¹. Akt delegowany został opublikowany w Dzienniku Urzędowym UE w dniu 8 grudnia 2021 r. i zaczął obowiązywać od 1 stycznia 2022 r.

Następnie, 9 marca 2022 r. Komisja Europejska przyjęła rozporządzenie 2022/1214 uzupełniające ww. akt delegowany². Zaproponowane zmiany dotyczyły dodania nowych działalności i kryteriów

¹ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 poprzez ustanowienie technicznych kryteriów kwalifikacji służących 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.

² Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r. zmieniające rozporządzenie delegowane



technicznych dla energetyki gazowej oraz jądrowej w realizacji celów istotnego wkładu w łagodzenie zmian klimatu oraz adaptacji do tych zmian. Działalności te to m.in.³:

- i. Działalność 4.27 - *Budowa i bezpieczna eksploatacja nowych elektrowni jądrowych do wytwarzania energii elektrycznej lub energii cieplnej, w tym do produkcji wodoru z wykorzystaniem najlepszych dostępnych technologii;*
- ii. Działalność 4.29 - *Wytwarzanie energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych;*
- iii. Działalność 4.30 - *Wysokosprawna kogeneracja energii cieplnej/chłodniczej i energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych;*
- iv. Działalność 4.31 - *Produkcja energii cieplnej/chłodniczej z gazowych paliw kopalnych w efektywnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym.*

Wspomniany akt został opublikowany w dniu 15 lipca 2022 r. a jego przepisy stosowane są od 1 stycznia 2023 r.

Na potrzeby niniejszego dokumentu Rozporządzenie w sprawie Taksonomii UE wraz aktami delegowanymi określającymi techniczne kryteria kwalifikacji będą określone mianem „Taksonomia UE”.

I. Cel dokumentu

Analiza stanowi wyraz poszukiwania interpretacji postanowień dotyczących technicznych kryteriów kwalifikacji i wyjaśnienia wątpliwości w zakresie prawidłowego zrozumienia wymogów określonych dla działalności zrównoważonych środowiskowo.

Prowadzone rozważania odnoszą się wyłącznie do interpretacji technicznych kryteriów kwalifikacji wydanych do Rozporządzenia w sprawie Taksonomii UE, nie wpływają i nie przesądzają o pozostałych wymogach wynikających z innych przepisów prawa właściwych dla danego typu finansowania oraz nie mają wpływu na indywidualne decyzje instytucji finansowych, które wynikają z obowiązujących przepisów i wewnętrznych regulacji. Celem prac i dialogu między przedstawicielami branży energetycznej i sektora bankowego reprezentowanego poprzez Związek Banków Polskich (dalej: ZBP) było lepsze zrozumienie skomplikowanej i innowacyjnej struktury technicznych kryteriów kwalifikacji, które wpływają na zakwalifikowanie danej działalności jako zrównoważonej środowiskowo. Przedstawione poniżej wyjaśnienia nie wykluczają możliwości żądania przez instytucje finansowe dodatkowych dokumentów i

(UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych oraz rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2178 w odniesieniu do publicznego ujawniania szczególnych informacji w odniesieniu do tych rodzajów działalności gospodarczej.

³ Niniejsze opracowanie nie wyczerpuje wszystkich zagadnień, ani nie odnosi się do wszystkich rodzajów działalności.



wyjaśnień w związku z rozważanym udzieleniem finansowania.

W ramach dialogu nt. interpretacji zapisów - Taksonomii UE, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (dalej: TGPE) i ZBP zidentyfikowały obszary, których zgodna ocena na poziomie wskazanych stowarzyszeń nie jest możliwa na obecnym etapie prac i wymaga interpretacji lub wypracowania najlepszych praktyk. Wskazane obszary to m.in.: zakres i warunki funkcjonowania niezależnych ekspertów/ jednostek weryfikujących zgodność z Taksonomią UE, stopień uwzględniania zastosowania gazów nisko i zeroemisyjnych (brak pewności rynkowej co do dostępności poszczególnych rozwiązań), sposób technicznej kalkulacji limitów emisyjności (przyjmowany do obliczeń czas), zakres ew. możliwości stosowania Taksonomii UE „wstecz”, sposób oceny zastępowalności mocy, wytyczne dotyczące planów zagospodarowania odpadów promieniotwórczych.

Należy podkreślić, że przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce rozpatrują plany przyszłych inwestycji (projektów) w źródła wytwórcze gazowe oraz jądrowe, w ramach transformacji sektora energetycznego, w naszym kraju. Uznanie inwestycji za zrównoważoną w rozumieniu Taksonomii UE może wpływać na sposób określenia danego finansowania jako związanego z działalnością gospodarczą, która kwalifikuje się jako zrównoważona środowiskowo.

W związku z powyższym TGPE przygotowało propozycję interpretacji wybranych postanowień uzupełniającego aktu delegowanego określającego techniczne kryteria kwalifikacji działalności związanych z energetyką gazową oraz jądrową.

II. Znaczenie energetyki gazowej i jądrowej dla transformacji energetycznej Polski

1. Energetyka gazowa

Zgodnie z planami transformacji energetycznej Polski, w kierunku dążenia do neutralności klimatycznej, gaz ziemny ma pełnić rolę przejściową w procesie obniżenia emisyjności polskiej energetyki zastępując w tym celu wyeksploatowane jednostki węglowe o niskiej sprawności i wysokiej emisyjności CO₂. Należy przy tym zaznaczyć, że zgodnie z *Analizą dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę*, do 2030 r. może nastąpić rozwój mocy gazowych JWCD do ok. 13 GW w mocach istniejących oraz w projektach, które obecnie są już rozwijane. Oznacza to, że w przypadku tych projektów wymagane jest określenie, czy spełniają one kryteria określone w Taksonomii UE, w czym pomocna ma być poniższa analiza. Wykorzystanie konwencjonalnego gazu w energetyce (zarówno w elektroenergetyce, jak i w ciepłownictwie) będzie zależne również od ścieżki redukcji emisji, w tym nowego celu klimatycznego do 2040 r., nad którym obecnie już toczą się prace na forum Komisji Europejskiej.



W ostatnich latach Polska dokonała szeregu inwestycji pozwalających na dywersyfikację dostaw paliwa gazowego i zapewniła jego dostawy z innych kierunków niż rosyjski. Wykorzystanie zrealizowanych inwestycji pozwoli na racjonalne ekonomicznie podejście do dokonywanych inwestycji, zapobiegnie powstaniu kosztów osieroconych oraz obniży emisyjność w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Zdywersyfikowane dostawy gazu z innych kierunków niż rosyjski, umożliwią redukcję emisji dwutlenku węgla do 2030 r.

Z uwagi na swój charakter pracy i wysoką elastyczność, jednostki gazowe mogą stabilizować pracę źródeł niesterowalnych, takich jak farmy wiatrowe i fotowoltaika, które w związku z brakiem odpowiedniej skali rozwoju sektora magazynowania energii, nie są w stanie w najbliższych latach zapewnić w pełni bezpieczeństwa energetycznego i nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

W przygotowanym w sierpniu 2023 r. przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska *Sprawozdaniu z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach 2021-2022*, autorzy zgodnie z wynikami analiz wystarczalności przewidują wystąpienie niedoborów mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) na najbliższych latach. Niedobory te zostały przedstawione w dwóch możliwych do wystąpienia scenariuszach:

- **scenariusz nr 1** (scenariusz bazowy) - mówi o wycofaniu do 2030 r. około 9,2 GW mocy jednostek konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania oraz przewiduje przekroczenie standardów bezpieczeństwa pracy sieci i występowanie niedoborów wymaganej nadwyżki mocy już w 2025 r.,
- **scenariusz nr 2** - mówi o wycofaniu do 2030 r. około 6,9 GW mocy jednostek konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania oraz przewiduje przekroczenie standardów bezpieczeństwa pracy sieci i występowanie niedoborów wymaganej nadwyżki mocy już w 2029 r.

Z tego powodu w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych konieczne jest podjęcie działań mających na celu zwiększenie dostępnych mocy dyspozycyjnych m.in. poprzez terminowe oddanie do eksploatacji nowych konwencjonalnych źródeł wytwórczych, w szczególności jednostek gazowych w projektach, które obecnie są rozwijane, a także budowa nowych mocy gazowych źródeł kogeneracyjnych w miejsce likwidowanych jednostek węglowych.

Rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego ma także istotne znaczenie w przypadku transformacji krajowego sektora ciepłowniczego. Warto przy tym wskazać, że wykorzystanie gazu ziemnego na potrzeby ciepłownictwa systemowego ma i będzie miało miejsce zarówno w odniesieniu do jednostek wytwórczych pracujących w skojarzeniu (układy kogeneracyjne), jak i instalacji wytwarzających wyłącznie ciepło (kotły gazowe). Potwierdzenie dalszego wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji, w tym gazowej, jako źródła zasilania efektywnego systemu ciepłowniczego znajdujemy również w finalnym brzmieniu ostatniej rewizji dyrektywy w sprawie



efektywności energetycznej (EED). Jednocześnie jednostki wytwórcze wykorzystujące paliwo gazowe są, zgodnie z obecnym stanem wiedzy, jedynymi dostępnymi technologiami wielkoskalowymi, które pozwalają na odejście od spalania węgla na potrzeby zasilania dużych systemów ciepłowniczych. Jak stwierdzono w projekcie *Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.*: „gaz ziemny będzie najdłużej wykorzystywany w dużych elektrociepłowniach zasilających systemy ciepłownicze największych miast”. Powyższe nie zmienia faktu, że również ciepłownictwo systemowe będzie musiało z biegiem czasu wdrożyć rozwiązania zeroemisyjne (neutralne klimatycznie), lub bazujące na ciepłe odpadowym, tak aby spełnić coraz bardziej ambitną definicję efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, określoną w przekształconej dyrektywie EED (informacje dot. kierunków zmiany tej definicji zawarto w dalszej części materiału - zob. część V - działalność 4.31). Zgodnie z raportem Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, pt. *Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce*, największe wyzwania w tym zakresie będą miały miejsce od drugiej połowy lat 30., kiedy - w kontekście zaostrzenia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego - zmniejszać się będzie udział kogeneracji gazowej w systemach ciepłowniczych, w związku z czym radykalnie spadnie zużycie gazu ziemnego, przy stopniowym wzroście udziału ciepła odpadowego i ciepła pochodzącego z OZE.

2. Energetyka jądrowa

Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) przyjęty przez polski rząd przewiduje budowę w naszym kraju od 6 do 8 wielkoskalowych bloków jądrowych, których oddanie do użytku planowane jest na lata 2033-2040. Dodatkowo w założeniach do aktualizacji *Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.* z 28 marca 2022 r. ogłoszono, że ujęte w niej zostaną również małe modułowe reaktory jądrowe (SMR), które mają stanowić dodatkowy element dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej, wzmacniając tym samym bezpieczeństwo energetyczne kraju. Szereg polskich przedsiębiorstw, zadeklarowało w swoich planach inwestycyjnych budowę zarówno wielkoskalowej EJ, jak i SMR.

W przypadku wielkoskalowych reaktorów jądrowych klasy powyżej 1000 MWe, budowanych na świecie i przewidywanych do budowy w Polsce, mówimy również o modułowości. Modułowość tych rozwiązań polega na dostawie wielu komponentów w postaci gotowych modułów, urządzeń, konstrukcji w celu eliminacji wielu ryzyk na etapie budowy związanych z pracami konstrukcyjnymi i spawalniczymi. Podejście modułowe może istotnie wpłynąć na skrócenie czasu realizacji inwestycji.

Część projektów reaktorów SMR charakteryzuje się modułową konstrukcją, a ich moc co do zasady nie przekracza 300MWe. Obecnie rozwijane projekty w niektórych przypadkach pomniejszonymi wersjami reaktorów typu PWR (Pressurized Water Reactor) oraz BWR (Boiling Water Reactor) z dodatkowymi modyfikacjami. Zarówno technologie jądrowe bazujące na rozwiązaniach



wielkoskalowych i SMR stanowić mogą zeroemisyjne i stabilne uzupełnienie miksu energetycznego Polski, w kontekście wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Technologie jądrowe ze względu na swoje walory środowiskowe mogą przyczynić się w znacznym stopniu do dekarbonizacji źródeł energii elektrycznej i ciepła w Polsce, szczególnie w kontekście ciepłownictwa, gdzie nadal poszukiwane są efektywne, bezemisyjne rozwiązania technologiczne. Największe korzyści środowiskowe związane z zastosowaniem technologii jądrowych na potrzeby wytwarzania ciepła, można osiągnąć w ramach tych systemów, które bazują na paliwach kopalnych i nie spełniają definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.

III. Energetyka jądrowa oraz energetyka gazowa w świetle Taksonomii UE

Poniżej przedstawiono kluczowe kryteria z uzupełniającego aktu delegowanego 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r. dla wybranych rodzajów działalności.

1. Energetyka gazowa

a. Wytwarzanie energii elektrycznej

Zgodnie z pkt 4.29 uzupełniającego aktu delegowanego, jednostki gazowe wytwarzające energię elektryczną uznawane będą za zrównoważone środowiskowo, gdy spełniają limit emisyjny wynoszący 100g ekwiwalentu CO₂/kWh w cyklu życia. Przepisy te pozwalają również na redukcje emisyjności tych elektrowni m.in. przy pomocy instalacji służącej do wychwytu dwutlenku węgla, o ile te spełniają dodatkowe kryteria określone w akcie delegowanym.

Postanowienia uzupełniającego aktu delegowanego dopuszczają jednocześnie, że po spełnieniu określonych kryteriów technicznych jednostki, które nie spełniają ww. limitu emisyjnego, **a otrzymały pozwolenie na budowę przed 31 grudnia 2030 r.**, można również uznać za zrównoważone środowiskowo. Kryteria te warunkują zmniejszenie emisyjności miksu energetycznego i dążenie, w przypadku nowych inwestycji, do obniżenia swojej emisyjności w przyszłości. Są to:

- Wskaźnik bezpośrednich emisji poniżej 270g ekwiwalentu CO₂/kWh lub średnioroczny wolumen bezpośrednich emisji poniżej 550kg ekwiwalentu CO₂/kW na przestrzeni 20 lat;
- Brak technicznej i ekonomicznej możliwości zastąpienia planowanego źródła gazowego źródłem OZE;
- Działalność zastępuje istniejącą działalność opartą na stałych bądź płynnych paliwach kopalnych o wyższym wskaźniku emisji;
- Zastąpienie prowadzi do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55 % w całym okresie eksploatacji nowo zainstalowanej zdolności produkcyjnej;
- Nowo zainstalowana zdolność produkcyjna nie przekracza zdolności produkcyjnej zastępowanego obiektu o więcej niż 15 %;



- Obiekt jest zaprojektowany i zbudowany w taki sposób, aby wykorzystywał odnawialne lub niskoemisyjne paliwa gazowe, a przejście na pełne wykorzystanie odnawialnych lub niskoemisyjnych paliw gazowych nastąpi do dnia 31 grudnia 2035 r., przy czym zobowiązanie w tym zakresie i weryfikowalny plan zostaną zatwierdzone przez organ zarządzający przedsiębiorstw;
- Decyzja państwa członkowskiego zawarta w Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) o stopniowym zaprzestaniu wykorzystywania węgla do wytwarzania energii elektrycznej zawarta w KPEiK, o którym mowa w art. 3 rozporządzenia (UE) 2018/1999 lub w innym instrumencie.

b. Kogeneracja i ciepłownictwo

Zgodnie z treścią pkt 4.30 uzupełniającego aktu delegowanego, **wysokosprawna kogeneracja, oparta na gazie ziemnym**, może zostać uznana za zrównoważoną, w sytuacji, gdy poziom emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia wynosi poniżej 100 g ekwiwalentu CO₂ na 1 kWh energii wyprodukowanej w skojarzeniu.

Analogicznie, jak w przypadku pkt. 4.29, za zrównoważoną może zostać uznana także działalność w zakresie wysokosprawnej kogeneracji gazowej w przypadku obiektów, dla których **pozwolenie na budowę zostanie wydane przed 31 grudnia 2030 r.** i które spełniają wszystkie poniższe kryteria:

- Wskaźnik bezpośrednich emisji jest mniejszy niż 270 g ekwiwalentu CO₂/kWh energii wyjściowej;
- Uzyskiwane oszczędności energii pierwotnej wynoszą co najmniej 10% w porównaniu do rozdzielnej produkcji ciepła i energii elektrycznej;
- Brak technicznej i ekonomicznej możliwości zastąpienia planowanego źródła gazowego źródłem OZE;
- Działalność zastępuje istniejącą wysokoemisyjną działalność polegającą na skojarzonym wytwarzaniu energii cieplnej/chłodniczej i energii elektrycznej, oddzielną działalność związaną z wytwarzaniem energii cieplnej/ chłodniczej lub oddzielną działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej, która wykorzystuje stałe lub płynne paliwa kopalne;
- Nowo zainstalowana zdolność produkcyjna nie przekracza zdolności produkcyjnej zastępowanego obiektu;
- Obiekt jest zaprojektowany i zbudowany w taki sposób, aby wykorzystywał odnawialne lub niskoemisyjne paliwa gazowe, a przejście na pełne wykorzystanie odnawialnych lub niskoemisyjnych paliw gazowych nastąpi do dnia 31 grudnia 2035 r., przy czym zobowiązanie w tym zakresie i weryfikowalny plan zostaną zatwierdzone przez organ zarządzający przedsiębiorstwa;
- Zastąpienie prowadzi do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55 % na kWh energii wyjściowej;
- Modernizacja obiektu nie zwiększa zdolności produkcyjnych obiektu;



- Decyzja państwa członkowskiego zawarta w Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu o stopniowym zaprzestaniu wykorzystywania węgla do wytwarzania energii elektrycznej zawarta w KPEiK, o którym mowa w art. 3 rozporządzenia (UE) 2018/1999 lub w innym instrumencie.

Kryteria w zakresie **wytwarzania ciepła/chłodu w efektywnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym** (zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 41 dyrektywy 2012/27/UE), określone w pkt 4.31, są zasadniczo analogiczne, jak w przypadku wysokosprawnej kogeneracji, z zastrzeżeniem, że w przypadku działalności określonej w pkt 4.31 mowa jest wyłącznie o energii cieplnej/chłdzie oraz nie ma zastosowania kryterium w zakresie oszczędności energii pierwotnej.

2. Energetyka jądrowa (nowe jednostki)

Zgodnie z postanowieniami uzupełniającego aktu delegowanego budowa i eksploatacja nowych instalacji jądrowych, spełniających określone kryteria techniczne będzie uznana za zrównoważoną środowiskowo w przypadku jednostek, **których pozwolenie na budowę zostało wydane do 2045r.**

Kryteria techniczne, jakie będą pozwalały uznać inwestycje tego typu za zrównoważone środowisko, dotyczą przede wszystkim spełnienia określonych wymogów bezpieczeństwa przez państwo członkowskie, na którego terenie powstać ma instalacja. Zgodnie z kryteriami Taksonomii UE, prawo obowiązujące na terenie danego kraju musi być zgodne z przepisami dyrektyw unijnych w zakresie energetyki jądrowej dotyczących funkcjonowania Wspólnoty EURATOM. Dodatkowo warunkiem, który odgrywa zasadniczą rolę, jest obowiązek posiadania składowiska odpadów nisko- i średnio aktywnych, które stanowią zdecydowaną większość odpadów promieniotwórczych powstałych w elektrowni jądrowej oraz plan budowy do 2050 r. składowiska odpadów wysokoaktywnych, stanowiących kilka procent z całości odpadów promieniotwórczych produkowanych przez elektrownię jądrową.

Mając na uwadze powyższe należy zastrzec, że za zgodne z Taksonomią UE zostaną uznane obiekty spełniające międzynarodowe i europejskie regulacje wskazane w akcie delegowanym, w tym przepisy dotyczące Wspólnoty EURATOM, co wymagać będzie potwierdzenia ze strony administracji publicznej w zakresie implementacji odpowiednich przepisów do polskiego prawodawstwa.

IV. Przewidywany wpływ przepisów Taksonomii UE

Postanowienia uzupełniającego aktu delegowanego opisują wymagania stawiane przed źródłami gazowymi w celu uznania wytwarzania w nich energii elektrycznej i/lub ciepła jako działalności zrównoważonej środowiskowo. Rozwiązania zawarte w tych przepisach będą miały znaczenie dla inwestycji w energetykę gazową oraz energetykę jądrową.

W związku z przyszłymi szerokimi, koniecznymi dla zapewnienia stabilności dostaw energii, planami inwestycyjnymi polskich przedsiębiorstw energetycznych w energetykę gazową oraz w



energetykę jądrową, istotne jest, aby wszyscy interesariusze transformacji energetycznej Polski, w tym przedsiębiorstwa energetyczne, instytucje publiczne, instytucje finansowe i uczestnicy rynku kapitałowego wypracowali spójne rozumienie i interpretację Taksonomii UE w celu kwalifikacji danych projektów jako działalności zrównoważonych środowiskowo, co pomoże wyeliminować rozbieżności i wątpliwości w podejściu do wykładni Taksonomii UE. Sprawne wypracowanie reguł pozwoli na zmniejszenie ryzyk związanych z podejmowaniem decyzji inwestycyjnych (rozumianych jako projekty podejmowane przez przedsiębiorstwa energetyczne).

Przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce w swoich planach strategicznych przewidują w kolejnych latach zmniejszenie emisyjności swojej działalności i dążenie do neutralności klimatycznej. Dla sektora energetycznego istotne jest, jaką politykę przyjmą instytucje finansowe w stosunku do jego planów inwestycyjnych. W celu zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy KSE oraz niezaburzonych dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców końcowych, w świetle przyszłych wyzwań polskiej energetyki, zasadne jest, aby możliwe były: (i) inwestycje w jednostki całkowicie spełniające wymagania Taksonomii UE, (ii) nowe lub już rozpoczęte inwestycje w jednostki, które częściowo spełniają wymagania Taksonomii UE oraz (iii) inwestycje już rozpoczęte, które nie spełniają tych wymagań (iv) planowane inwestycje, o kluczowym znaczeniu dla stabilności dostaw energii i ciepła, niespełniające kryteriów Taksonomii UE. Z uwagi na różny czas rozpoczęcia ww. inwestycji oraz poziom spełniania wymagań Taksonomii UE, oferta finansowania może być uzależniona od poziomu spełnienia warunków wynikających z aktu delegowanego i będzie tym lepsza im więcej warunków będzie spełnionych.

Taksonomia UE ma stanowić użyteczne narzędzie dla uczestników rynków finansowych, w celu promowania inwestycji uznanych za zrównoważone, jednak nie może prowadzić do wykluczenia realizacji przedsięwzięć kluczowych z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Energetycznego. W przypadku decyzji dot. finansowania inwestycji kluczowych dla zapewnienia stabilności dostaw energii i ciepła kryteria techniczne Taksonomii UE mogą stanowić kryterium pomocnicze.

W obliczu wyzwań stojących przed polską energetyką, ważne jest, aby zasady dotyczące Taksonomii UE nie wpłynęły również na projekty, które otrzymały wiążące decyzje kredytowe w procesie pozyskania finansowania przed wejściem nowej polityki w życie. Dodatkowo, w odniesieniu do części planowanych inwestycji w jednostki gazowe już na obecnym etapie pozyskano finansowanie z systemów wsparcia, takich jak rynek mocy, czy pomoc dla wysokosprawnej kogeneracji. Fakt uzyskania takiego wsparcia, a także obowiązki wynikające z tego tytułu, są zapewnieniem, że inwestycja powstanie dzięki uzyskaniu pomocy publicznej.

Z uwagi na powyższe, zasadne byłoby przyjęcie podejścia, zgodnie z którym warunki finansowania w przypadku inwestycji, których finansowanie było zapewnione przez instytucje finansowe przed wejściem w życie uzupełniającego aktu delegowanego 2022/1214 nie będą ponownie weryfikowane pod kątem Taksonomii UE. Zasady wynikające z rozporządzenia w sprawie



Taksonomii UE w zakresie zapewnienie finansowania prowadzonym inwestycjom, niezależnie od obowiązku raportowania w odniesieniu do prowadzonej działalności przez sektor energetyczny powinny mieć zastosowanie wyłącznie do inwestycji, w stosunku do których decyzje inwestycyjne będą zapadały po wejściu w życie uzupełniającego aktu delegowanego 2022/1214 do Taksonomii UE.

Z punktu widzenia weryfikacji spełnienia kryteriów technicznych wynikających z uzupełniającego aktu delegowanego 2022/1214 do Taksonomii UE, m.in. weryfikacji spełniania limitów emisyjności, ważną rolę będą posiadały instytucje pełniące funkcję tzw. „independent third party”. Należy zauważyć, że przepisy uzupełniającego aktu delegowanego 2022/1214 nie precyzują, jakie konkretnie jednostki będą mogły pełnić tę funkcję, a jedynie określają pewne warunki brzegowe do spełnienia przez takie instytucje.

Z uwagi na doświadczenie sektora energetyki w kontekście wypełniania określonych kryteriów na potrzeby np. systemów wsparcia, takich jak rynek mocy czy system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, funkcję tę, w opinii TGPE, powinny pełnić podmioty posiadające udokumentowane doświadczenie w zakresie doradztwa, ekspertyz, badań i analiz o charakterze technicznym i ekonomicznym w sektorze wytwarzania energii lub prac eksperckich na potrzeby sektora elektroenergetycznego, np. wyspecjalizowane podmioty badawcze świadczące usługi w obszarze energetyki, państwowe instytuty badawcze, uczelnie lub uniwersytety techniczne.





V. Szczegółowa analiza wybranych przepisów Taksonomii UE oraz rekomendacje wdrożeniowe

1. Energetyka gazowa

a. Wytwarzanie energii elektrycznej

Działalność 4.29 - Produkcja energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych

Techniczne kryteria kwalifikacji:

Lp.	Kryterium techniczne:	Rekomendacja:
1.	Bezpośrednie emisje gazów cieplarnianych w ramach danej działalności są niższe niż 270 g ekwiwalentu CO ₂ / kWh energii wyjściowej lub roczne bezpośrednie emisje gazów cieplarnianych w ramach danej działalności nie przekraczają średnio 550 kg ekwiwalentu CO ₂ /kW mocy obiektu w ciągu 20 lat.	Inwestor (przedsiębiorca) przedstawia kalkulacje, które wskazują, że planowana technologia i założony miks paliw pozwoli na spełnienie wskaźnika emisyjności 270 g CO ₂ e/kWh albo wolumenu emisji 550kg CO ₂ e/kW jako średnia z 20 lat. Kalkulacje te potwierdzone są przez niezależną ekspertyzę. Dla uznania przedmiotowego kryterium za spełnione, bez znaczenia pozostaje, czy taka jednostka w jakichś godzinach pracy przekroczy jednostkowy limit 270 g CO ₂ /kWh, jeśli będzie on utrzymany w skali roku lub innego okresu lub finalnie po 20 latach przekroczy wolumen emisji 550 kg CO ₂ e/kW, pod warunkiem, że nie zostanie on przekroczony średniorocznie. Należy zaznaczyć, że próg emisyjności na poziomie 270 g CO ₂ e/kWh nie jest możliwy do spełnienia przez instalacje CCGT bez wychwytu emisji CO ₂ .
2.	Energia, która ma zostać zastąpiona, nie może być wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, na podstawie oceny porównawczej z najbardziej opłacalną i technicznie wykonalną alternatywą odnawialną dla tej samej mocy; wynik tej oceny porównawczej jest publikowany i podlega konsultacjom z zainteresowanymi stronami.	Konieczność przedstawienia analizy zweryfikowanej przez niezależnego eksperta, według której nie da się w sposób efektywny kosztowo oraz technicznie wykonalnie zbudować źródła OZE w miejsce planowanej inwestycji gazowej. W analizie konieczne jest przeprowadzenie porównania wskaźników wykorzystania mocy danych jednostek i wykazanie, że uzyskanie oczekiwanej ilości energii elektrycznej lub ciepła poprzez wybudowanie określonej mocy (podanej w MW) w źródłach OZE jest ekonomicznie nieopłacalne w stosunku do jednostki opartej o gaz. W analizie, odnosząc się do „wykonalności technicznej” możliwe jest także wskazanie na brak dojrzałości danej technologii



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

Lp.	Kryterium techniczne:	Rekomendacja:
		<p>technologii (brak dotychczasowego wykorzystania na większą skalę). W przypadku stabilnych źródeł OZE (np. biomasa, biogaz, biometan, wodór z OZE itp.), analiza powinna wykazać, że brak jest dostępności paliwa na lokalnym rynku (biomasa spełniająca „kryteria zrównoważonego rozwoju” wskazane w RED II oraz RED III), brak jest możliwości długoterminowej oceny potencjału dostępności paliwa w przyszłości lub inwestycja taka nie byłaby ekonomicznie uzasadniona, m.in. ze względu na cenę biomasy. Ponadto w przypadku alternatywnej budowy źródeł OZE w miejsce źródła gazowego należy w analizie przedstawić dostępne w lokalizacji źródła gazowego moce przyłączeniowe wraz z porównaniem jaka ilość MWh w stosunku do mocy jednostki gazowej może wyprodukować. Dodatkowo w analizie do uwzględnienia jest nasycenie sieci elektroenergetycznych przez źródła OZE (szczególnie PV) ze względu na ich charakter pracy w odniesieniu do możliwości przyłączenia tego typu źródeł w kontekście bezpieczeństwa pracy sieci. Analiza jest przedmiotem konsultacji z uczestnikami rynku. Sposób prowadzenia konsultacji z uczestnikami rynku powinien być w dalszej fazie wdrażania Taksonomii UE i transformacji energetycznej Polski wspólnie wypracowany przy współudziale sektora publicznego dla zapewnienia określenia najwyższych standardów takich konsultacji.</p>
3.	Działalność zastępuje istniejącą działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej o wyższym wskaźniku emisji, która wykorzystuje stałe lub płynne paliwa kopalne.	<p>Obszar: nowa działalność wytwórcza może być zlokalizowana na terenie całego kraju przy uwzględnieniu opinii OSP lub OSD w stosunku do lokalizacji w zależności od sieci, do której podłączone ma zostać źródło,</p> <p>Termin: zakończenie, w danej lokalizacji, działalności w zakresie wytwarzania energii w jednostce/jednostkach opalanej/opalanych węglem lub innymi stałymi paliwami kopalnymi (działalność wysokoemisyjna) nie musi nastąpić przed podjęciem decyzji inwestycyjnej odnoszącej się do nowej działalności polegającej na produkcji energii</p> <p>7 2027</p>



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

Lp.	Kryterium techniczne:	Rekomendacja:
		<p>z gazowych paliw kopalnych. Inwestor przekaze informacjê dotyczacã planowanego terminu wyłączenia⁴ źródła węglowego (musi być wskazana data wyłączenia źródła i musi być to decyzja wiążąca).</p> <p>Podmiot: wycofywana w danej lokalizacji infrastruktura wytwórcza w ramach działalności wysokoemisyjnej nie musi być własnością podmiotu podejmującego inwestycję w zakresie działalności dotyczącej wytwarzania energii z gazu (umowy dwustronne).</p> <p>Moc: może być wskazana suma mocy⁵ kilku wycofywanych bloków węglowych zastępowanych przez jedną jednostkę gazową lub jednego bloku węglowego kilkoma jednostkami gazowymi.</p>
4.	Nowo zainstalowana zdolność produkcyjna nie przekracza zdolności produkcyjnej zastępowanego obiektu o więcej niż 15 %.	<p>Moc: odniesienie do mocy zainstalowanej brutto (moc brutto el. węglowej o takiej samej mocy netto co dana el. gazowa jest wyższa od mocy brutto tej el. gazowej) lub jako punkt odniesienia moc w miejscu wprowadzenia do sieci,</p> <p>Ilość jednostek: możliwość zastąpienia jednostką gazową kilku jednostek węglowych lub jednego bloku węglowego kilkoma jednostkami gazowymi.</p>
5.	Obiekt jest zaprojektowany i zbudowany w taki sposób, aby wykorzystywał odnawialne lub niskoemisyjne paliwa gazowe, a przejście na pełne wykorzystanie odnawialnych lub niskoemisyjnych paliw gazowych nastąpi do dnia 31 grudnia 2035 r., przy czym zobowiązanie w tym zakresie i weryfikowalny plan zostaną zatwierdzone przez organ	Warunkiem uznania inwestycji za zgodną z Taksonomią UE jest uwzględnienie przy projektowaniu jednostki gazowej gotowości technicznej do pełnego przejścia na spalanie gazów nisko- i zeroemisyjnych na podstawie dokumentacji technicznej wykonawcy/producenta. Niezbędne jest przy tym zatwierdzenie zobowiązania przez zarząd danego przedsiębiorstwa odnośnie przejścia obiektu do 31 grudnia 2035 r. na spalanie paliwa odnawialnego/niskoemisyjnego. Ponieważ przepisy nie przewidują właściwej formuły przyjęcia takiego zobowiązania należy pozostawić w tym zakresie inwest

⁴ Dla spełnienia tego warunku wystarczającym będzie odstawienie danej jednostki/jednostek do rezerwy.

⁵ Moc zainstalowana brutto.



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

Lp.	Kryterium techniczne:	Rekomendacja:
	organ zarządzający przedsiębiorstwa.	inwestorom swobodę co do formy takiego zobowiązania i etapu procesu inwestycyjnego, w którym zostałyby ono podjęte. Należy uwzględnić możliwość przyjęcia zobowiązania pod warunkiem komercyjnej dostępności odpowiednich wolumenów niskoemisyjnych gazów i zdolności infrastruktury sieciowej do ich dostarczenia. W przypadku braku dostępności lub perspektywy braku dostępności odpowiedniego wolumenu nisko i zeroemisyjnych paliw gazowych lub w przypadku niedostępności na rynku skomercjalizowanych rozwiązań w zakresie urządzeń umożliwiających spalanie nisko i zeroemisyjnych paliw gazowych inwestor nie ponosi (na etapie eksploatacji) odpowiedzialności za brak przejścia na wykorzystywanie odnawialnych lub niskoemisyjnych paliw gazowych we wskazanym terminie. Zobowiązanie jest uzależnione od ziszczenia się ww. warunków.
6.	Zastąpienie prowadzi do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55 % w całym okresie eksploatacji nowo zainstalowanej zdolności produkcyjnej.	Zostanie określona dokładna metodyka kalkulacji współczynnika redukcji emisji w oparciu o benchmarki wyznaczone na poziomie poszczególnych krajów UE (przy uwzględnieniu uwarunkowań krajowych) z uwzględnieniem w kalkulacjach ewentualnego dopuszczalnego wzrostu mocy zastępowanej o 15% (zgodnie z pkt 4.). Metoda kalkulacji redukcji emisji bierze pod uwagę poza produkcją energii elektrycznej, także produkcję ciepła użytkowego. Kalkulacje tworzone są dla całego okresu eksploatacji jednostki z uwzględnieniem planowanego zastosowania gazów nisko- i zeroemisyjnych. Kalkulacje tworzone są na podstawie mocy brutto (moc zainstalowana brutto el. węglowej o takiej samej mocy netto co dana el. gazowa jest wyższa od mocy brutto tej el. gazowej).
7.	W przypadku gdy działalność ma miejsce na terytorium państwa członkowskiego, w którym do wytwarzania energii wykorzystuje się węgiel, to państwo członkowskie zobowiązało się do stopniowego	Obszar do rozstrzygnięcia przez administrację na poziomie dokumentów rządowych.



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

Lp.	Kryterium techniczne:	Rekomendacja:
	stopniowego zaprzestania wykorzystywania węgla do wytwarzania energii i zgłosiło ten fakt w swoim zintegrowanym krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 lub w innym instrumencie.	

Kogeneracja i ciepłownictwo

Działalność 4.30 - Wysokosprawna kogeneracja energii cieplnej/chłodniczej i energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych

Techniczne kryteria kwalifikacji, które zostały odmiennie ujęte niż kryteria dotyczące jednostek wytwarzających wyłącznie energię elektryczną, o których mowa powyżej:

Lp.	Kryterium techniczne:	Rekomendacja:
1.	W ramach działalności uzyskuje się oszczędności energii pierwotnej wynoszące co najmniej 10 % w porównaniu 9,24z odniesieniami do rozdzielonej produkcji energii cieplnej i energii elektrycznej; oszczędności energii pierwotnej oblicza się na podstawie wzoru podanego w dyrektywie 2012/27/UE.	Ocena spełnienia tego kryterium następuje na moment przeprowadzenia oceny zgodności z technicznymi kryteriami kwalifikacji i bierze pod uwagę istniejący wówczas stan prawny, w tym wzór obliczania oszczędności energii pierwotnej i wartości odpowiednich wskaźników referencyjnych. Ocena oparta jest o średnioroczne planowane w okresie eksploatacji produkcje energii elektrycznej i ciepła. Ewentualne późniejsze zmiany w zakresie sposobu wskazanego wzoru obliczania oszczędności energii pierwotnej nie mają wpływu na spełnienie powyższego kryterium oraz warunki udzielanego kredytu. Na potrzeby uznania za spełniające kryteria Taksonomii UE, wnioskodawca będzie przedstawiał wyliczenie, sporządzone zgodnie ze wzorem znajdującym się w załączniku nr II dyrektywy 2012/27/EU (w brzmieniu obowiązującym w momencie uznania za działalność zrównoważoną środowiskowo), które będzie potwierdzać spełnienie - w odniesieniu do procesu produkcji w kogeneracji – wymogu w zakresie minimalnego poziomu oszczędności energii pierwotnej



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

		<p>pierwotnej. Wyliczenie będzie podstawą oceny spełnienia ww. kryterium. Kryterium implementowane obecnie do prawa krajowego, spełniane przez nowe jednostki kogeneracyjne.</p>
2.	<p>Bezpośrednie emisje gazów cieplarnianych wynikające z działalności są niższe niż 270 g ekwiwalentu CO₂/ kWh energii wyjściowej.</p>	<p>Inwestor przedstawia kalkulacje, które wskazują, że planowana technologia i założona struktura (miks) paliw, wykorzystywana w jednostce gazowej pozwoli na spełnienie wskaźnika emisji wynoszącego 270g CO₂e/kWh, przy czym wskaźnik ten będzie się odnosił do energii brutto wyprodukowanej w wyniku skojarzonego wytwarzania (w tym energii cieplnej/chłodniczej, energii elektrycznej i energii mechanicznej). Kalkulacje te potwierdzone są przez niezależną ekspertyzę. Z punktu widzenia uznania przedmiotowego kryterium za spełnione, bez znaczenia pozostaje, czy taka jednostka w jakichś godzinach pracy przekroczy jednostkowy limit 270g CO₂/kWh, jeśli będzie on utrzymany w skali roku lub innego okresu. Spełnienie warunku obliczane jest w odniesieniu do całego roku.</p> <p>Do określenia zgodności spełnienia ww. wskaźnika powinny być brane pod uwagę założenia przedstawiane przez inwestora na etapie prac nad inwestycją potwierdzone przez stronę trzecią.</p>
3.	<p>Energia elektryczna lub energia cieplna/chłodnicza, która ma zostać zastąpiona, nie może być wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, na podstawie oceny porównawczej z najbardziej opłacalną i technicznie wykonalną alternatywą odnawialną dla tej samej mocy; wynik tej oceny porównawczej jest publikowany i podlega konsultacjom z zainteresowanymi stronami.</p>	<p>Warto zwrócić uwagę, że wskazana została już wcześniej interpretacja tego kryterium odnosząca się do jednostek wytwarzających energię elektryczną. W przypadku produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji, w analizie, o której mowa w rekomendacji, należy także uwzględnić ewentualne, alternatywne technologie wytwarzania ciepła w jednostkach OZE (np. kolektory słoneczne, geotermia, biomasa, frakcję biodegradowalną w instalacji termicznego przekształcania odpadów) możliwe do zastosowania w ww. sektorze. Analiza powinna również brać pod uwagę wpływ tych technologii na koszty wytwarzania ciepła i ceny ciepła dla odbiorców.</p>



4.	<p>Działalność zastępuje istniejącą wysokoemisyjną działalność polegającą na skojarzonym wytwarzaniu energii cieplnej/chłodniczej i energii elektrycznej, oddzielną działalność związaną z wytwarzaniem energii cieplnej/ chłodniczej lub oddzielną działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej, która wykorzystuje stałe lub płynne paliwa kopalne.</p>	<p>Obszar: Należy uwzględnić możliwość elastycznego podejścia w zakresie zastępowania istniejących instalacji wytwórczych w ramach jednego systemu ciepłowniczego lub systemu elektroenergetycznego. Nie ma znaczenia, czy jedna jednostka zastępuje jedną jednostkę, czy też jedna jednostka zastępuje kilka jednostek lub kilka jednostek zastępuje jedną jednostkę.</p> <p>Dla ciepłownictwa jedynym dopuszczalnym obszarem jest obszar konkretnego systemu ciepłowniczego. Każdy system jest odrębnym rynkiem regulowanym, gdzie ceny i stawki opłat za ciepło są zatwierdzane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Odbiorcy w jednym systemie nie mogą ponosić kosztów i jednocześnie być beneficjentami inwestycji w innym ze względu na przepisy ustawy – Prawo energetyczne nakazujące dążenie do eliminacji finansowania skrośnego. Czym innym będzie umożliwienie elastycznego podejścia do własności instalacji – instalacja zastępowana może mieć innego właściciela niż nowa. Istotnym aspektem w kontekście zastępowalności źródeł w ramach jednego systemu ciepłowniczego, powinna być kwestia osiągnięcia lub utrzymania statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego zgodnie z wymogami EED.</p> <p>Termin: zakończenie, w danej lokalizacji, działalności w zakresie wytwarzania energii w jednostce/jednostkach opalanej/opalanych węglem lub innymi stałymi paliwami kopalnymi (działalność wysokoemisyjna) następuje po oddaniu do użytkowania nowej/nowych jednostki/jednostek w ramach działalności w zakresie wytwarzania energii w oparciu o gaz ziemny, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw.</p> <p>Podmiot: wycofywana, w danej lokalizacji, infrastruktura wytwórcza w ramach działalności wysokoemisyjnej nie musi być własnością podmiotu podejmującego inwestycję w zakresie budowy jednostki/jednostek w ramach działalności w zakresie wytwarzania energii w oparciu o gaz ziemny lub nie musi być częścią tego samego systemu ciepłowniczego (może stanowić element wydzielonego systemu).</p> <p>Moc: zastępowana moc rozumiana jest jako moc cieplna (z wyjątkiem przypadku, gdy zastępowana jest jednostka wytwarzająca wyłącznie energię elektryczną).</p>
----	---	---



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

5.	Nowo zainstalowana zdolność produkcyjna nie przekracza zdolności produkcyjnej zastępowanego obiektu.	Odniesienie do mocy cieplnej brutto. Moc rozumiana jest jako moc cieplna jednostek. Jednocześnie możliwe jest zastąpienie nową jednostką kilku istniejących jednostek, pod warunkiem, że nie zostanie przekroczona ich moc cieplna brutto (w przypadku zastępowania jednostki wytwarzającej wyłącznie energię elektryczną uwzględniana będzie moc elektryczna zastępowanej i nowej jednostki).
6.	Zastąpienie prowadzi do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55 % na kWh energii wyjściowej.	W momencie podejmowania decyzji o zakwalifikowaniu projektu jako zrównoważony środowiskowo istnieje plan spełnienia powyższego kryterium w całym cyklu życia instalacji. Plany uwzględniają przyszłe zobowiązania do wykorzystania gazów odnawialnych. Spełnienie kryterium rozliczane jest na podstawie realizacji tych planów. Redukcja emisji liczona jest w stosunku do sumarycznej emisji z jednostek zastępowanych.
7.	Modernizacja obiektu nie zwiększa zdolności produkcyjnych obiektu.	Moc: kryterium odnosi się do mocy całkowitej jednostki. Sposób potwierdzenia: wystarczającym dokumentem będzie oświadczenie inwestora potwierdzone przez niezależną instytucję przedkładane na etapie kwalifikowania danej działalności jako zgodną z Taksonomią UE.



Działalność 4.31 - Produkcja energii cieplnej/chłodniczej z gazowych paliw kopalnych w efektywnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym

Techniczne kryteria kwalifikacji, które zostały odmiennie ujęte niż kryteria dotyczące jednostek wytwarzających wyłącznie energię elektryczną:

Lp.	Kryterium techniczne:	Rekomendacja:
1.	<p>Energia ciepła wytworzona w wyniku tej działalności jest wykorzystywana w efektywnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie 2012/27/UE.</p> <p>Dodatkowe wyjaśnienie:</p> <p>Definicja „efektywnego systemu ciepłowniczego” ulegnie modyfikacji, co zostało przewidziane w art. 26 przekształconej dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej (zmieniona dyrektywa stanowi część pakietu “Fit for 55” i została w marcu 2023 r. uzgodniona pomiędzy Parlamentem i Radą UE; w lipcu 2023 r. obie ww. instytucje formalnie przyjęły ww. dyrektywę). Zmiany te będą prowadzić do stopniowego zaostrzenia ww. definicji, co ma się rozpocząć od 2028 r. - od tego okresu minimalny wym</p>	<p>Spełnienie przedmiotowego kryterium może następować zarówno dla wszystkich systemów ciepłowniczych, które spełniają obowiązującą definicję efektywnego systemu ciepłowniczego, jak i dla systemów, które przestały spełniać kryteria wynikające z obowiązującej definicji, ale są objęte planem zwiększenia efektywności energetycznej w zakresie energii pierwotnej oraz zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych. Wprowadzenie takiego planu zostało zaproponowane w przekształconej dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej. Jednocześnie w polskim porządku prawnym planowane jest wprowadzenie analogicznego rozwiązania, które pozwoli na „korzystanie” z uprawnień przysługujących efektywnemu energetycznie systemowi ciepłowniczemu również przez właściciela/operatora systemu, który to system dopiero będzie spełniał te kryteria w przyszłości, w oparciu o uzgodniony z Prezesem URE plan rozwoju (art. 36 ustawy z 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, (DZ.U. z 2023, poz. 1762) . Przyjęcie takiego podejścia jest uzasadnione ze względu na fakt, że inwestycje zgodne z uzupełniającym aktem delegowanym powinny służyć transformacji sektora ciepłowniczego, zwłaszcza w odniesieniu do nieefektywnych energetycznie systemów.</p>



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

	<p>wymagany udział wysokosprawnej kogeneracji musiałby wynieść co najmniej 80%, aby system można było uznać za efektywny. Kryteria w ramach ww. definicji ulegną dalszemu zaostrzeniu w kolejnych przedziałach czasowych, tj. od: 2035 r., 2040 r., 2045 r. i 2050 r., w ten sposób, że stopniowo wzrastałby wymagalny minimalny udział OZE i/lub ciepła odpadowego w systemie, przy równoczesnym zmniejszeniu znaczenia wysokosprawnej kogeneracji (od 2035 r. uzyskanie lub utrzymanie statusu systemu efektywnego nie byłoby już możliwe wyłącznie poprzez udział CHP). W konsekwencji wprowadzenia ww. zmian, wiele systemów ciepłowniczych w Polsce spełniających obecnie kryteria systemu efektywnego, stracić może ten status.</p>	<p>W przypadku systemów, które spełniają obowiązującą definicję efektywnego systemu efektywnego systemu ciepłowniczego” (w brzmieniu określonym w dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej), kryterium oceniane jest w oparciu o oświadczenie operatora/właściciela danego systemu sporządzane w momencie oceny kwalifikowania danego projektu jako zgodny z Taksonomią UE. Ocena spełnienia powyższego kryterium odbywać się będzie przy uwzględnieniu postanowień art. 26 przekształconej dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej.</p> <p>Należy nadmienić, że spełnienie przedmiotowego kryterium może być niemożliwe w małych systemach ciepłowniczych, w efekcie czego pogłębi się problem braku efektywności takich systemów (np. w przypadku zastępowania kotłów wodnych węglowych kotłami wodnymi gazowymi bez udziału kogeneracji i OZE).</p>
2.	<p>Bezpośrednie emisje gazów cieplarnianych wynikające z działalności są niższe niż 270 g ekwiwalentu CO₂/ kWh energii wyjściowej.</p>	<p>Inwestor przedstawia kalkulacje, które wskazują, że planowana technologia i założona struktura (miks) paliw, wykorzystywana w cyklu życia inwestycji, pozwoli na spełnienie wskaźnika emisji wynoszącego 270 g CO₂e/kWh. Z punktu widzenia uznania przedmiotowego kryterium za spełnione, bez znaczenia pozostaje, czy taka jednostka w jakiś godzinach pracy przekroczy jednostkowy limit 270 g CO₂/kWh jeśli będzie on utrzymany w skali roku lub innego okresu. Spełnienie warunku obliczane jest w odniesieniu do całego roku i potwierdzone przez niezależną instytucję.</p>



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

3.	Energia cieplna/chłodnicza, która ma zostać zastąpiona, nie może być wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, na podstawie oceny porównawczej z najbardziej opłacalną i technicznie wykonalną alternatywą odnawialną dla tej samej mocy; wynik tej oceny porównawczej jest publikowany i podlega konsultacjom z zainteresowanymi stronami.	Warto zwrócić uwagę, że wskazana została już wcześniej interpretacja tego kryterium odnosząca się do jednostek wytwarzających energię elektryczną. W przypadku produkcji ciepła w efektywnych systemach ciepłowniczych, w analizie, o której mowa w rekomendacji, należy uwzględnić ewentualne, alternatywne technologie OZE (np. kolektory słoneczne, geotermia, biomasa) możliwe do zastosowania w ww. sektorze. Analiza powinna również brać pod uwagę wpływ tych technologii na koszty wytwarzania ciepła i ceny ciepła dla odbiorców.
4.	Działalność zastępuje istniejącą działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej/chłodniczej o wyższym wskaźniku emisji, która wykorzystuje stałe lub płynne paliwa kopalne.	<p>Obszar: Należy uwzględnić możliwość elastycznego podejścia w zakresie zastępowania istniejących instalacji wytwórczych w ramach jednego systemu ciepłowniczego. Nie ma znaczenia, czy jedna jednostka zastępuje jedną jednostkę, czy też jedna jednostka zastępuje kilka jednostek lub kilka jednostek zastępuje jedną jednostkę, przy czym działania takie nie powinny wykraczać poza obszar danego systemu ciepłowniczego.</p> <p>Termin: zakończenie, w danej lokalizacji, działalności w zakresie wytwarzania ciepła w jednostce/jednostkach opalanej/opalanych węglem lub innymi stałymi paliwami kopalnymi (działalność wysokoemisyjna) następuje po oddaniu do użytkowania nowej/nowych jednostki/jednostek w ramach działalności w zakresie wytwarzania ciepła w oparciu o gaz ziemny, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw.</p> <p>Podmiot: wycofywana, w danej lokalizacji, infrastruktura w ramach działalności wysokoemisyjnej nie musi być własnością inwestora podejmującego inwestycję w zakresie budowy jednostki/jednostek w ramach działalności w zakresie wytwarzania ciepła w oparciu o gaz ziemny lub nie musi być częścią tego samego systemu ciepłowniczego (może stanowić element wydzielonego systemu).</p> <p>Moc: zastępowana moc rozumiana jest jako moc cieplna.</p>



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

5.	Nowo zainstalowana zdolność produkcyjna nie przekracza zdolności produkcyjnej zastępowanego obiektu.	Odniesienie do mocy cieplnej brutto. Jednocześnie możliwe jest zastąpienie nową jednostką kilku istniejących jednostek, pod warunkiem, że nie zostanie przekroczona ich moc cieplna brutto.
6.	Zastąpienie prowadzi do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55 % na kWh energii wyjściowej.	W momencie podejmowania decyzji o spełnianiu technicznych kryteriów kwalifikacji przyjmowany jest plan spełnienia powyższego kryterium w całym cyklu życia instalacji. Plany uwzględniają przyszłe zobowiązania do wykorzystania gazów odnawialnych. Spełnienie kryterium rozliczane jest na podstawie realizacji tych planów. Redukcja emisji liczona jest w stosunku do sumarycznej emisji z jednostek zastępowanych.
7.	Modernizacja obiektu nie zwiększa zdolności produkcyjnych obiektu.	Moc: kryterium odnosi się do mocy całkowitej jednostki. Sposób potwierdzania: wystarczającym dokumentem będzie oświadczenie inwestora potwierdzone przez niezależną instytucję przedkładane na etapie kwalifikowania danej działalności jako zgodną z Taksonomią UE.

2. Energetyka jądrowa

Działalność 4.27 - Budowa i bezpieczna eksploatacja nowych elektrowni jądrowych do wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła, w tym do produkcji wodoru z wykorzystaniem najlepszych dostępnych technologii.

Techniczne kryteria kwalifikacji:

Lp.	Kryterium techniczne:	Rekomendacja:
1.	Państwo członkowskie posiada udokumentowany plan ze szczegółowymi działaniami mającymi na celu uruchomienie do 2050 r. obiektu trwałego składowania wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych, opisujący wszystkie poniższe elementy: (i) koncepcje lub plany i rozwiązania techniczne w odniesieniu do	W przypadku inwestycji, prowadzonych przez przedsiębiorców, instytucje finansowe będą brały pod uwagę fakt posiadania planów zagospodarowania odpadów promieniotwórczych dla tych jednostek. Mając na uwadze, że decyzja o budowie składowiska odpadów wysokoaktywnych uzależniona jest od decyzji Państwa, a nie samego inwestora – wystarczająca będzie deklaracja PL, że są prowadzone prace nad powstaniem takiego składowiska w Polsce i planowana elektrownia będzie uprawniona do korzystania z tego składowiska. Ponadto należy wskazać, że zgodnie z



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

	<p>gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym oraz odpadami promieniotwórczymi od ich wygenerowania aż do trwałego składowania;</p> <p>(ii) koncepcje lub plany w odniesieniu do okresu po zamknięciu obiektu trwałego składowania, w tym wskazanie, przez jaki czas utrzymywane będą odpowiednie kontrole, jak również jakie środki zostaną zastosowane, aby zachować na dłużej wiedzę na temat danego obiektu;</p> <p>(iii) odpowiedzialność za realizację planu oraz kluczowe wskaźniki wyników służące do monitorowania postępów w jego realizacji;</p> <p>(iv) oceny kosztów i plany finansowania.</p>	<p>pkt. 4.27 ppkt 8 załącznika do uzupełniającego aktu delegowanego do Taksonomii UE, odpady promieniotwórcze mogą być, na mocy porozumień między państwami, składowane w innym państwie niż państwo wytworzenia.</p>
--	--	---

