



2024/1787

15.7.2024

ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2024/1787

z dnia 13 czerwca 2024 r.

w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

PARLAMENT EUROPEJSKI I RADA UNII EUROPEJSKIEJ,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w szczególności jego art. 192 ust. 1,

uwzględniając wniosek Komisji Europejskiej,

po przekazaniu projektu aktu ustawodawczego parlamentom narodowym,

uwzględniając opinię Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego ⁽¹⁾,

uwzględniając opinię Komitetu Regionów ⁽²⁾,

stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą ⁽³⁾,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Metan jest na drugim miejscu po dwutlenku węgla (CO₂), jeśli chodzi o ogólny wkład w zmianę klimatu, i jest odpowiedzialny za około jedną trzecią obecnego ocieplenia. W ciągu ostatniego dziesięciolecia ilość metanu w atmosferze gwałtownie wzrosła na całym świecie.
- (2) Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC) utworzony w ramach Organizacji Narodów Zjednoczonych (ONZ), stwierdził w szóstym sprawozdaniu oceniającym, że aby ograniczyć globalne ocieplenie do 1,5 °C, muszą nastąpić zdecydowane redukcje antropogenicznych emisji metanu do 2030 r. Ze sprawozdania tego wynika, że chociaż metan ma krótszy średni czas utrzymywania się w atmosferze niż CO₂ (10–12 lat w porównaniu do setek lat), to jego efekt cieplarniany na przestrzeni 20 lat jest ponad 80 razy większy niż ten, jaki wywołuje CO₂. W szczególności, według IPCC w okresie 100 lat metan ma współczynnik globalnego ocieplenia wyższy niż CO₂ o 29,8 raza, lecz w okresie 20 lat jest on wyższy aż 82,5 raza.
- (3) Jak wynika z danych dotyczących Jakości powietrza w Europie – raport z 2020 r. Europejskiej Agencji Środowiska, metan jest prekursorem ozonu w warstwie przyziemnej i przyczynia się do zanieczyszczenia powietrza. Zmniejszenie emisji metanu byłoby korzystne nie tylko dla środowiska i klimatu, ale również dla ochrony zdrowia ludzkiego.
- (4) Według ostatnich szacunków Programu Narodów Zjednoczonych ds. Ochrony Środowiska (UNEP) oraz Koalicji na rzecz klimatu i czystego powietrza (CCAC) redukcje emisji metanu o 45 % do 2030 r., w oparciu o dostępne ukierunkowane środki i dodatkowe środki, zgodnie z priorytetowymi celami ONZ w zakresie zrównoważonego rozwoju, pozwoliłyby uniknąć wzrostu globalnego ocieplenia o 0,3 °C do 2045 r.
- (5) Według internetowego serwisu danych Międzynarodowej Agencji Energetycznej, World Energy Balances Unia jest największym na świecie importerem energii pochodzącej z paliw kopalnych, a zatem znacznie zwiększa globalne emisje metanu.
- (6) Europejski Zielony Ład łączy w sobie kompleksowy zestaw wzajemnie wzmacniających się środków i inicjatyw mających na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej w Unii najpóźniej do 2050 r. W komunikacie z 11 grudnia 2019 r. w sprawie Europejskiego Zielonego Ładu Komisja wskazała, że prowadzone będą działania pomagające

⁽¹⁾ Dz.U. C 323 z 26.8.2022, s. 101.

⁽²⁾ Dz.U. C 498 z 30.12.2022, s. 83.

⁽³⁾ Stanowisko Parlamentu Europejskiego z dnia 10 kwietnia 2024 r. (dotychczas nieopublikowane w Dzienniku Urzędowym) oraz decyzja Rady z dnia 27 maja 2024 r.

obniżyć emisyjność sektora gazu, m.in. poprzez rozwiązanie problemu emisji metanu związanych z energią. W październiku 2020 r. Komisja przyjęła strategię UE na rzecz redukcji emisji metanu, w której przedstawiono środki mające na celu obniżenie emisji metanu w Unii, w tym w sektorze energetycznym, oraz w skali światowej. W rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119⁽⁴⁾ jako cel przyjęto osiągnięcie neutralności klimatycznej w całej gospodarce najpóźniej do roku 2050, oraz ustanowiono wiążący cel w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych netto (emisji po odliczeniu usuwania) na poziomie Unii do 2030 r. o co najmniej 55 % w porównaniu z poziomami z 1990 r. Z oceny skutków, dołączonej do wniosku dotyczącego niniejszego rozporządzenia, wynika, że przy połączeniu założeń preferowanego wariantu polityki przedstawionego we wniosku ustawodawczym w sprawie metanu z założeniami pakietu legislacyjnego „Gotowi na 55” łącznie przewidywane na 2030 r. emisje metanu związane z ropą naftową, gazem i węglem można zredukować o 77 % przy niewielkich kosztach ze społecznego i środowiskowego punktu widzenia. Wpłynęłoby to na ograniczenie globalnego ocieplenia do 1,5 °C oraz pozwoliłoby Unii skutecznie przejść inicjatywę w walce z emisjami metanu i zwiększyć swoje bezpieczeństwo energetyczne.

- (7) Emisje metanu są uwzględnione w unijnych celach redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. określonych w rozporządzeniu (UE) 2021/1119 oraz wiążących krajowych celach redukcji emisji ustanowionych rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842⁽⁵⁾. Obecnie nie obowiązują jednak żadne unijne ramy prawne określające konkretne środki na rzecz redukcji antropogenicznych emisji metanu w sektorze energetycznym. Ponadto dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady⁽⁶⁾ obejmuje wprowadzenie emisji metanu powstające w procesie rafinacji ropy naftowej i gazu, nie obejmuje ona jednak emisji metanu z innych rodzajów działalności w sektorze energetycznym.
- (8) W tym kontekście niniejsze rozporządzenie powinno mieć zastosowanie do redukcji emisji metanu występujących podczas poszukiwania i produkcji ropy i gazu ziemnego w sektorze wydobywczym, w odwiertach nieczynnych, odwiertach tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertach permanentnie zaczopowanych i opuszczonych, podczas gromadzenia i przetwarzania gazu ziemnego, jego przesyłu, dystrybucji oraz podziemnego składowania, a także w instalacji skroplonego gazu ziemnego (LNG). Niniejsze rozporządzenie powinno mieć również zastosowanie do czynnych podziemnych kopalń węgla i odkrywkowych kopalń węgla oraz zamkniętych lub opuszczonych podziemnych kopalń węgla.
- (9) Przepisy dotyczące dokładnego pomiaru, monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji metanu w sektorach ropy, gazu ziemnego i węgla, jak również przepisy dotyczące redukcji tych emisji, w tym poprzez badania mające na celu wykrywanie wycieków i naprawę (LDAR) oraz ograniczenia uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni, przy jednoczesnym zapewnieniu ochrony pracowników przed emisjami metanu, powinny zostać uwzględnione w odpowiednich ramach prawnych Unii. Przepisy ustanowione w niniejszym rozporządzeniu powinny zwiększać przejrzystość, w odniesieniu do importu energii pochodzącej z paliw kopalnych do Unii, oraz przyczyniać się do szerszego stosowania rozwiązań w zakresie ograniczania emisji metanu na całym świecie. W odniesieniu do współczynnika ocieplenia globalnego należy stosować horyzont czasowy 20 i 100 lat.
- (10) Wypełnianie obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia prawdopodobnie będzie wymagało inwestycji ze strony podmiotów, a koszty związane z takimi inwestycjami powinny zostać uwzględnione przy ustalaniu taryf, z zastrzeżeniem zasad dotyczących efektywności. Niezbędne koszty nie powinny pociągać za sobą nieproporcjonalnego obciążenia finansowego użytkowników końcowych i konsumentów.
- (11) Każde państwo członkowskie powinno wyznaczyć co najmniej jeden właściwy organ, który będzie zapewniał, by operatorzy, przedsiębiorstwa, operatorzy kopalń i importerzy skutecznie wypełniali obowiązki ustanowione w niniejszym rozporządzeniu, oraz powinno powiadomić Komisję o ich wyznaczeniu i wszelkich stosownych zmianach w tym względzie. Te właściwe organy powinny dysponować wystarczającymi zasobami finansowymi i kadrowymi oraz podjąć wszelkie niezbędne działania w celu zapewnienia zgodności z niniejszym rozporządzeniem zgodnie z powierzonymi im zadaniami. Właściwy organ powinien ustanowić punkt kontaktowy. Z uwagi na transgraniczny charakter emisji metanu oraz działalności w sektorze energetycznym, właściwe organy powinny współpracować ze sobą oraz z Komisją. W tym kontekście Komisja i właściwe organy powinny wspólnie utworzyć sieć organów publicznych stosujących niniejsze rozporządzenie w celu wspierania ścisłej współpracy, dokonując niezbędnych uzgodnień dotyczących wymiany informacji i najlepszych praktyk, oraz umożliwienia konsultacji.

⁽⁴⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie) (Dz.U. L 243 z 9.7.2021, s. 1).

⁽⁵⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 (Dz.U. L 156 z 19.6.2018, s. 26).

⁽⁶⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz.U. L 334 z 17.12.2010, s. 17).

- (12) W celu zapewnienia sprawnej i skutecznej realizacji niniejszego rozporządzenia Komisja powinna wspierać państwa członkowskie za pośrednictwem Instrumentu Wsparcia Technicznego, ustanowione rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/240⁽⁷⁾, zapewniając dostosowaną do potrzeb fachową wiedzę techniczną przy opracowywaniu i wdrażaniu reform, w tym reform na rzecz promowania redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym. To wsparcie techniczne mogłoby obejmować przykładowo wzmacnianie zdolności administracyjnych, harmonizację ram legislacyjnych oraz wymianę odpowiednich najlepszych praktyk.
- (13) Operatorzy, przedsiębiorstwa, operatorzy kopalń i importerzy powinni udzielać właściwym organom wszelkiej niezbędnej pomocy w celu zapewnienia realizacji powierzonych tych organom zadań. Ponadto operatorzy, przedsiębiorstwa, operatorzy kopalń i importerzy powinni podjąć wszelkie niezbędne działania określone przez właściwe organy w terminie wyznaczonym przez te organy lub w innym uzgodnionym z nimi terminie.
- (14) Jednym z głównych mechanizmów dostępnych dla właściwych organów powinny być kontrole, w tym badanie dokumentacji i rejestrów, pomiary emisji i kontrole na miejscu. Kontrole powinny być wykonywane regularnie na podstawie oceny zagrożeń, takich jak zagrożenia środowiskowe, przeprowadzanej przez właściwe organy. Właściwe organy powinny wziąć pod uwagę ustanowione mechanizmy kontroli i najlepsze praktyki im dostępne. Ponadto kontrole powinny być przeprowadzane w celu zbadania uzasadnionych skarg i przypadków niezgodności oraz w celu zapewnienia, aby naprawy lub wymiana komponentów były przeprowadzane, a środki ograniczające emisje – wdrażane, zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, a także w celu regularnego sprawdzania przestrzegania niniejszego rozporządzenia przez importerów. Jeśli właściwe organy stwierdzą poważne naruszenie niniejszego rozporządzenia, powinny wezwać operatora, przedsiębiorstwo, operatora kopalni lub importera do podjęcia działań zaradczych. Ponadto właściwe organy powinny mieć możliwość polecenia operatorowi, przedsiębiorstwu, operatorowi kopalni lub importerowi, by przedłożyli im do zatwierdzenia zestaw działań zaradczych w celu usunięcia naruszenia. Właściwe organy powinny prowadzić rejestr kontroli, a odpowiednie informacje powinny być podawane do wiadomości publicznej zgodnie z dyrektywą 2003/4/WE Parlamentu Europejskiego i Rady⁽⁸⁾.
- (15) W celu określenia wagi naruszenia niniejszego rozporządzenia właściwe organy powinny wziąć pod uwagę szkody w środowisku oraz wpływ na bezpieczeństwo i zdrowie ludzi, a także prawdopodobieństwo znacznego wpływu tego naruszenia na wiarygodność i rzetelność danych przekazywanych w ramach obowiązków w zakresie monitorowania i raportowania wynikających z niniejszego rozporządzenia.
- (16) W świetle sąsiedztwa niektórych źródeł emisji metanu oraz obszarów miejskich lub mieszkalnych a także wpływu metanu na zdrowie, środowisko i klimat, osoby fizyczne lub prawne powinny mieć możliwość wnoszenia do właściwych organów należycie uzasadnionych skarg dotyczących możliwych naruszeń niniejszego rozporządzenia. W tym kontekście powinna istnieć możliwość korzystania z europejskiego portalu „e-Sprawiedliwość” w celu przechowywania odpowiednich informacji udostępnianych przez państwa członkowskie, w szczególności danych kontaktowych właściwych organów, najważniejszych etapów procedury składania skarg, a także praw i podstawowych zasad, których należy przestrzegać. Właściwe organy powinny informować skarżących o procedurze i podjętych decyzjach a skarżący powinni otrzymać ostateczną decyzję w rozsądnym terminie po złożeniu skargi.
- (17) Solidne ramy weryfikacji zwiększają wiarygodność zgłaszanych danych. Ponadto poziom szczegółowości i złożoności technicznej pomiarów emisji metanu wymaga właściwej weryfikacji danych dotyczących emisji metanu zgłaszanych przez operatorów, przedsiębiorców, operatorów kopalń i importerów. Chociaż możliwa jest samodzielna weryfikacja, większą niezależność i przejrzystość zapewnia weryfikacja zewnętrzna. Weryfikacja taka pozwala ponadto na stosowanie zharmonizowanego zestawu kompetencji i poziomu wiedzy fachowej, które mogą nie być dostępne dla wszystkich podmiotów publicznych. Weryfikatorzy powinni być akredytowani przez jednostki akredytujące zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008⁽⁹⁾ lub inaczej upoważnieni w sposób porównywalny z rozporządzeniem (WE) nr 765/2008. Niezależni weryfikatorzy powinni zatem zapewniać, aby raporty na temat wielkości emisji sporządzane przez operatorów, przedsiębiorców, operatorów kopalń i importerów były poprawne i zgodne z wymogami określonymi w niniejszym rozporządzeniu. Działania weryfikacyjne powinny być dostosowane do odpowiednich europejskich lub innych międzynarodowych norm i metod dla weryfikatorów, w przypadku, gdy dotyczy to jednostek oceniających zgodność i ich działalność, oraz należycie uwzględniać charakter weryfikowanych działań. Weryfikatorzy powinni dokonywać przeglądu

⁽⁷⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/240 z dnia 10 lutego 2021 r. ustanawiające Instrument Wsparcia Technicznego (Dz.U. L 57 z 18.2.2021, s. 1).

⁽⁸⁾ Dyrektywa 2003/4/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 stycznia 2003 r. w sprawie publicznego dostępu do informacji dotyczących środowiska i uchylająca dyrektywę Rady 90/313/EWG (Dz.U. L 41 z 14.2.2003, s. 26).

⁽⁹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiające wymagania w zakresie akredytacji i, uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz.U. L 218 z 13.8.2008, s. 30).

danych zawartych w raportach na temat wielkości emisji, aby ocenić rzetelność, wiarygodność i dokładność tych danych. Aby zapewnić dokładność danych, weryfikatorzy powinni, w odpowiednich przypadkach, przeprowadzać zapowiedziane i niezapowiedziane kontrole zakładów górniczych. Weryfikatorzy działają odrębnie od właściwych organów i powinni być niezależni od operatorów, przedsiębiorców, operatorów kopalń i importerów, którzy powinni udzielać im wszelkiej pomocy umożliwiającej lub ułatwiającej przeprowadzanie działań weryfikacyjnych, w szczególności w zakresie dostępu do zakładów górniczych i przedstawiania dokumentacji lub rejestrów.

- (18) Wykonując swoje zadania i uprawnienia na podstawie niniejszego rozporządzenia, Komisja, właściwe organy i weryfikatorzy powinni brać pod uwagę informacje udostępniane na szczeblu międzynarodowym, na przykład przez Międzynarodowe Obserwatorium Emisji Metanu (IMEO), w szczególności w odniesieniu do metod agregacji i analizy danych oraz weryfikacji metod i procesów statystycznych stosowanych przez operatorów, przedsiębiorców, operatorów kopalń i importerów do kwantyfikacji danych zawartych w ich raportach na temat wielkości emisji. W tym względzie kryteria odniesienia mogą obejmować ramy sprawozdawcze, wytyczne i wzory raportów Partnerstwa w zakresie metanu w sektorze ropy naftowej i gazu (OGMP).
- (19) IMEO zostało ustanowione w październiku 2020 r. przez Unię w partnerstwie z UNEP, CCAP oraz Międzynarodową Agencją Energetyczną, i zaprezentowane na szczycie grupy G-20 w październiku 2021 r. Zadaniem IMEO jest gromadzenie, uzgadnianie, weryfikowanie i publikowanie danych dotyczących antropogenicznych emisji metanu na poziomie światowym. IMEO mogłoby odgrywać rolę w identyfikowaniu superemitentów poprzez system wczesnego wykrywania i ostrzegania.
- (20) Jako strona Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC)⁽¹⁰⁾ oraz przyjętego w jej ramach porozumienia paryskiego⁽¹¹⁾ Unia jest zobowiązana do corocznego przedstawiania sprawozdania dotyczącego wykazu antropogenicznych emisji gazów cieplarnianych, stanowiącego zestawienie danych z krajowych wykazów gazów cieplarnianych państw członkowskich i sporządzanego z wykorzystaniem metodyki dobrych praktyk przyjętej przez IPCC.
- (21) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999⁽¹²⁾ zawiera wymóg, aby państwa członkowskie zgłaszały Komisji dane z wykazów gazów cieplarnianych oraz swoje prognozy krajowe. Zgodnie z tym rozporządzeniem raporty mają być sporządzane na podstawie wytycznych UNFCCC dotyczących raportowania i często opierają się na domyślnych współczynnikach emisji, a nie na bezpośrednich pomiarach na poziomie źródła, co powoduje brak pewności co do źródła, częstotliwości i wielkości emisji.
- (22) Dane dotyczące poszczególnych krajów zgłaszane na podstawie przepisów UNFCCC dotyczących raportowania są przedkładane sekretariatowi UNFCCC zgodnie z poszczególnymi poziomami raportowania według wytycznych IPCC. W tym kontekście IPCC ogólnie sugeruje stosowanie metod wyższego poziomu w odniesieniu do tych źródeł emisji, które mają znaczący wpływ na łączny wykaz gazów cieplarnianych w danym kraju pod względem poziomu bezwzględnego, tendencji lub niepewności.
- (23) Poziom jest odzwierciedleniem stopnia złożoności metodycznej. Dostępne są trzy poziomy. Metody poziomu 1 zazwyczaj wykorzystują domyślne współczynniki emisji IPCC i wymagają najbardziej podstawowych i najmniej zdezagregowanych danych dotyczących działalności. Wyższe poziomy zwykle wykorzystują bardziej rozbudowane metody i współczynniki emisji specyficzne dla źródła, technologii, regionu lub kraju, które często opierają się na pomiarach i zazwyczaj wymagają bardziej zdezagregowanych danych dotyczących działalności. W szczególności poziom 2 wymaga stosowania współczynników emisji specyficznych dla danego kraju, zamiast współczynników domyślnych, natomiast poziom 3 wymaga danych lub pomiarów dotyczących poszczególnych obiektów i obejmuje zastosowanie rygorystycznej oceny oddolnej według typu źródła na poziomie pojedynczego obiektu. W Uzupełnieniu z 2019 r. Wytycznych IPCC z 2006 r. dotyczących krajowych wykazów gazów cieplarnianych IPCC stwierdził, że przejście od poziomu 1 do poziomu 3 oznacza zwiększenie pewności pomiarów emisji metanu.
- (24) Państwa członkowskie stosują różne praktyki, jeśli chodzi o poziom, na którym zgłaszają Sekretariatowi UNFCCC swoje emisje metanu związane z sektorem energetycznym. Raportowanie na poziomie 2 dla dużych źródeł emisji jest zgodne z wytycznymi IPCC dotyczącymi raportowania, ponieważ poziom 2 uważa się za metodę wyższego poziomu. Raportowanie na najniższym poziomie 1 jest nadal bardzo powszechne w kilku państwach członkowskich w odniesieniu do emisji metanu z węgla, gazu i ropy naftowej. W związku z tym metody szacowania i raportowania emisji metanu związanych z sektorem energetycznym różnią się w poszczególnych państwach członkowskich.

⁽¹⁰⁾ Dz.U. L 33 z 7.2.1994, s. 13.

⁽¹¹⁾ Dz.U. L 282 z 19.10.2016, s. 4.

⁽¹²⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (UE) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 1).

- (25) Obecnie dobrowolne inicjatywy prowadzone przez przemysł pozostają głównym sposobem działania w zakresie kwantyfikacji i ograniczania emisji metanu w wielu krajach. Jedną z kluczowych inicjatyw branżowych w sektorze energetycznym jest OGMP, dobrowolna inicjatywa w dziedzinie pomiaru i raportowania emisji metanu, utworzona w 2014 r. przez UNEP i CCAC, w której zarządzie reprezentowana jest Komisja. Głównym celem OGMP jest ustanawianie najlepszych praktyk na potrzeby zwiększenia dostępności globalnych informacji na temat kwantyfikacji emisji metanu oraz zarządzania nimi, a także wspieranie działań służących redukcji emisji metanu. W prace OGMP nad opracowywaniem norm i metod zaangażowane są rządy, społeczeństwo obywatelskie i przedsiębiorstwa. Dziś członkami utworzonego przez UNEP OGMP 2.0 jest ponad 115 przedsiębiorstw, posiadających aktywa w ponad 60 państwach na pięciu kontynentach, reprezentujących ponad 35 % produkcji ropy i gazu ziemnego oraz 70 % obrotów skroplonym gazem ziemnym LNG w skali światowej. Ramy OGMP 2.0 są najnowszą wersją dynamicznej normy emisji metanu i mogą stanowić odpowiednią podstawę norm emisji metanu opartych na solidnych normach naukowych.
- (26) W tym kontekście konieczna jest poprawa pomiaru emisji metanu i jakości zgłaszanych danych, w tym danych dotyczących głównych źródeł emisji metanu związanych z energią produkowaną i zużywaną w Unii. Ponadto należy zapewnić dostępność danych na poziomie źródła oraz solidną kwantyfikację emisji metanu, co pozwoli zwiększyć rzetelność raportów, a także rozszerzyć zakres odpowiednich środków ograniczających emisje.
- (27) W celu zapewnienia skuteczności kwantyfikacji i raportowania operatorzy i przedsiębiorstwa powinni być zobowiązani do kwantyfikacji i raportowania emisji metanu w podziale na źródła oraz do udostępniania państwom członkowskim zagregowanych danych tak, aby mogły one zwiększyć dokładność swoich wykazów i raportów. Ponadto konieczna jest skuteczna weryfikacja zgłoszonych danych. Operatorzy i przedsiębiorstwa powinni składać raporty roczne, aby zminimalizować swoje obciążenia administracyjne.
- (28) Niniejsze rozporządzenie, które opiera się na odpowiednich częściach ram OGMP 2.0, przyczynia się do gromadzenia wiarygodnych i rzetelnych danych, które stanowiąby wystarczającą podstawę monitorowania emisji metanu, a w razie potrzeby przewiduje dodatkowe działania w celu dalszego ograniczania emisji.
- (29) Ramy OGMP 2.0 mają pięć poziomów raportowania. Raportowanie na poziomie źródła rozpoczyna się na poziomie 3, który uważa się za porównywalny z poziomem 3 UNFCCC. Umożliwia ono wykorzystywanie ogólnych współczynników emisji. Raportowanie na poziomie 4 OGMP 2.0 wymaga bezpośrednich pomiarów emisji metanu na poziomie źródła i umożliwia stosowanie szczególnych współczynników emisji. Raportowanie na poziomie 5 OGMP 2.0, oprócz kwantyfikacji emisji metanu na poziomie źródła, wymaga dodatkowych pomiarów na poziomie zakładu. Ponadto ramy OGMP 2.0 wymagają, aby przedsiębiorstwa zgłaszały bezpośrednie pomiary emisji metanu w ciągu 3 lat od przystąpienia do OGMP 2.0 w przypadku aktywów eksploatowanych i w ciągu 5 lat w przypadku aktywów nieeksploatowanych. Terminy, w których operatorzy i przedsiębiorstwa mają składać raporty wymagane na podstawie niniejszego rozporządzenia, należy ustalić w oparciu o podejście przyjęte w OGMP 2.0 w odniesieniu do sprawozdawczości na poziomie źródła oraz biorąc pod uwagę, że duża liczba przedsiębiorstw unijnych przystąpiła już do OGMP 2.0. W uzupełnieniu kwantyfikacji na poziomie źródła kwantyfikacja na poziomie zakładu umożliwia ocenę, weryfikację i uzgodnienie oszacowań na poziomie źródła zagregowanych według zakładu górniczego, zapewniając tym samym większą pewność zgłaszanych emisji. Podobnie jak w OGMP 2.0 należy wprowadzić wymóg pomiarów na poziomie zakładu w celu uzgodnienia kwantyfikacji na poziomie źródła.
- (30) Zgodnie z danymi z unijnego wykazu gazów cieplarnianych, który opiera się na krajowych wykazach gazów cieplarnianych przedkładanych zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2018/1999, ponad połowa wszystkich bezpośrednich emisji metanu w sektorze energetycznym wynika z niezamierzonego wycieku metanu do atmosfery. W przypadku ropy i gazu takie niezamierzone emisje mają największy udział w emisjach metanu.
- (31) Niezamierzone wycieki metanu do atmosfery mogą wystąpić podczas wiercenia i wydobywania, a także podczas przetwarzania, składowania, przesyłu i dystrybucji do odbiorców końcowych. Wycieki takie mogą występować także w odwiertach nieczynnych, odwiertach tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertach permanentnie zaczopowanych i opuszczonych. Niektóre emisje metanu mogą wynikać z niedoskonałości lub normalnego zużycia komponentów technicznych, takich jak złącza, kołnierze i zawory, lub z uszkodzenia komponentów, na przykład wskutek wypadków. Uchodzenie przez powierzchnię zewnętrzną urządzeń ciśnieniowych może być także spowodowane korozją.
- (32) Aby ograniczyć emisje metanu, operatorzy powinni zastosować wszelkie odpowiednie środki ograniczające emisje w celu zminimalizowania emisji metanu w ramach prowadzonej przez siebie działalności.

- (33) Dokładniej rzecz ujmując, emisje metanu spowodowane wyciekami są najczęściej ograniczane w drodze badań LDAR przeprowadzanych najpierw w celu wykrycia wycieków, a następnie ich naprawy lub wymiany nieszczelnych komponentów. Operatorzy powinni zatem przeprowadzać okresowe badania LDAR, w tym w odniesieniu do komponentów, które uwalniają metan do atmosfery, w celu wykrywania awarii urządzeń.
- (34) Należy w tym celu wprowadzić zharmonizowane podejście, aby zapewnić równe warunki działania wszystkim operatorom w Unii. Podejście to powinno obejmować minimalne wymogi dotyczące badań LDAR, a jednocześnie pozostawiać państwom członkowskim i operatorom odpowiedni stopień elastyczności. Elastyczność ta jest konieczna, aby umożliwić innowacje i rozwój nowych komponentów, nowych technologii LDAR i nowych metod wykrywania oraz zapobiec w ten sposób blokadzie technologicznej, która byłaby szkodliwa dla ochrony środowiska. Wciąż pojawiają się nowe technologie LDAR i nowe metody wykrywania, a państwa członkowskie powinny zachęcać do innowacji w tym sektorze, aby można było zacząć stosować komponenty powodujące najmniej emisji, a także przyjąć dokładne i opłacalne technologie LDAR i metody wykrywania.
- (35) Obowiązki w zakresie badań LDAR powinny opierać się na dobrych praktykach. Badania LDAR powinny mieć na celu przede wszystkim znalezienie i jak najszybsze wyeliminowanie wycieków poprzez naprawę lub wymianę nieszczelnego komponentu, a nie kwantyfikację, a obszary o wyższym ryzyku wycieków należy sprawdzać częściej. Decyzje o częstotliwości badań LDAR i o naprawie lub wymianie komponentu powinny wynikać nie tylko z potrzeby naprawy lub wymiany komponentów, z których metan ulatnia się w ilościach przekraczających próg emisji metanu, ale również z kwestii operacyjnych, z uwzględnieniem zagrożeń dla bezpieczeństwa. W związku z tym w przypadku stwierdzenia wyższego zagrożenia dla bezpieczeństwa lub wyższego ryzyka emisji metanu właściwe organy powinny mieć możliwość zalecania częstszych badań LDAR w odniesieniu do odpowiednich komponentów lub zastąpienia komponentów technologią, która jest mniej podatna na występowanie wycieków. Wszystkie wycieki niezależnie od wielkości powinny być nadzorowane i sprawdzane, ponieważ małe wycieki mogą się przekształcić w większe. Po naprawach wycieków należy potwierdzić skuteczność naprawy. Aby umożliwić stosowanie nowych lub bardziej zaawansowanych komponentów lub technologii wykrywania emisji metanu, należy określić wielkość emisji metanu, od którego wymagana jest naprawa, a zarazem umożliwić operatorom wybór urządzenia wykrywającego. W stosownych przypadkach należy umożliwić wykorzystanie technologii wykrywania, takich jak monitorowanie ciągłe, w ramach badań LDAR, o ile spełniają one wymogi niniejszego rozporządzenia dotyczące zaawansowanych technologii wykrywania. Osiągający najlepsze wyniki operatorzy produkujący lub przetwarzający ropę lub gaz ziemny powinni mieć możliwość stosowania różnych częstotliwości badań LDAR, pod warunkiem spełnienia warunków określonych w niniejszym rozporządzeniu i uzyskania zgody właściwych organów.
- (36) Badania LDAR należy przeprowadzać z wykorzystaniem odpowiednich dostępnych technologii i technik wykrywania w celu identyfikacji wycieków w następujący sposób: jak najbliżej każdego pojedynczego potencjalnego źródła emisji – w przypadku komponentów znajdujących się nad ziemią i komponentów znajdujących się nad poziomem morza; najpierw na styku między ziemią a atmosferą, a w przypadku wykrycia potencjalnego wycieku dodatkowo jak najbliżej źródła emisji – w przypadku komponentów podziemnych; z zastosowaniem najlepszych technik wykrywania dostępnych na rynku – w przypadku komponentów morskich znajdujących się poniżej poziomu morza lub poniżej dna morskiego.
- (37) W odniesieniu do komponentów podziemnych, badania LDAR przeprowadza się zazwyczaj w dwóch etapach. Pierwszy etap polega na próbie wykrycia wycieku i pozwala stwierdzić, czy należy kopać w ziemi lub przeprowadzić drążenie prętowe, jeżeli gazociąg jest bezpośrednio dostępny. Operatorzy kopią lub drążenie w ziemi, jeżeli wyciek jest równy pierwszemu progowi wykrywania wycieków lub ten próg przekracza. Drugi etap polega na wykrywaniu wycieku i pozwala stwierdzić, czy należy naprawić wyciek. Operatorzy naprawiają nieszczelność, jeżeli wyciek jest równy drugiemu progowi wykrywania wycieków lub ten próg przekracza.
- (38) Minimalne granice wykrywalności służą zapewnieniu czułości urządzeń wystarczającej do wykrywania wycieków zgodnie z wymogami niniejszego rozporządzenia. Te minimalne granice wykrywalności oraz techniki wykrywania, które należy stosować, powinny zostać określone przez Komisję, z uwzględnieniem różnych rodzajów komponentów i badań LDAR, w odniesieniu do wszystkich kategorii komponentów, wraz z progami mającymi zastosowanie do pierwszego etapu badań LDAR w odniesieniu do elementów podziemnych.
- (39) Naprawa lub wymiana powinny nastąpić natychmiast po wykryciu wycieku na poziomie równym progowi, określonemu w niniejszym rozporządzeniu, lub ten próg przekraczającym, lub w możliwie najszybszym terminie od jej wykrycia. Chociaż konieczne może być uwzględnienie wyjątkowych aspektów bezpieczeństwa oraz aspektów administracyjnych i technicznych, wszelkie opóźnienia w naprawie lub wymianie należy uzasadnić poprzez przedstawienie dowodów. Podczas naprawy lub wymiany należy stosować najlepsze technologie dostępne na rynku i zapewniające długoterminową ochronę przed wyciekami w przyszłości.

- (40) W przypadku wyłączenia systemu małe systemy połączone zdefiniowane w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 ⁽¹³⁾ mogą doświadczać problemów związanych z bezpieczeństwem dostaw i stabilnością sieci. W związku z tym, aby uniknąć takich zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw, prace związane z naprawą lub wymianą należy przeprowadzać podczas planowanych wyłączeń systemu.
- (41) W świetle silnego efektu emisji gazów cieplarnianych, uwalnianie powinno być zakazane, z wyjątkiem sytuacji awaryjnych lub niesprawności lub pewnych szczególnych zdarzeń, w przypadku których uwolnienie do atmosfery jest niemożliwe do uniknięcia i absolutnie niezbędne. W celu zapewnienia, aby operatorzy nie używali sprzętu przeznaczonego do uwalniania do atmosfery, należy przyjąć normy technologiczne dopuszczające stosowanie alternatywnych rozwiązań o niższym poziomie emisji.
- (42) Spalanie gazu w pochodni uważa się za rutynowe, gdy zachodzi ono podczas normalnej produkcji ropy, gazu ziemnego i węgla ze względu na brak odpowiedniej infrastruktury lub geologii umożliwiających ponowne zatłoczenie wyprodukowanego gazu, wykorzystanie go na miejscu lub wysłanie go na rynek. Należy zakazać rutynowego spalania gazu w pochodni. Spalanie gazu w pochodni powinno być dozwolone wyłącznie wtedy, gdy jest jedyną alternatywą dla uwalniania do atmosfery i gdy takie uwalnianie nie jest zabronione. Wyeliminowanie rutynowego spalania gazu w pochodni zwiększyłoby również dostępność gazu ziemnego dla rynków gazu. Uwalnianie do atmosfery jest bardziej szkodliwe dla środowiska niż spalanie gazu w pochodni, ponieważ uwolniony gaz zawiera zwykle wysokie poziomy metanu, natomiast w wyniku spalania w pochodni metan ulega utlenieniu do CO₂, który ma niższy współczynnik globalnego ocieplenia. Dlatego jeżeli nie ma innego wyboru, należy preferować spalanie gazu w pochodni od uwalniania do atmosfery.
- (43) Stosowanie spalania gazu w pochodni jako alternatywy dla uwalniania do atmosfery wymaga, aby pochodnie gazowe zapewniały sprawne spalanie metanu. W związku z tym w przypadkach, w których spalanie gazu w pochodni jest dopuszczalne, należy również wprowadzić wymóg skuteczności spalania, a pochodnie gazowe, których nominalna skuteczność spalania jest na poziomie poniżej 99 %, powinny zostać stopniowo wycofane. Ponadto należy wymagać stosowania zapalników automatycznych lub palników oszczędnościowych stałego zapłonu, które zapewniają większą niezawodność zapłonu, ponieważ nie są podatne na działanie wiatru.
- (44) Ponowne zatłoczenie metanu, wykorzystanie go na miejscu lub wysłanie go na rynek powinny być zawsze preferowane od uwalniania do atmosfery lub spalania gazu w pochodni. Operatorzy, którzy stosują uwalnianie do atmosfery, powinni przedstawiać właściwym organom dowód, że nie było możliwe ponowne zatłoczenie metanu, wykorzystanie go na miejscu, magazynowanie go do późniejszego wykorzystania, wysłanie na rynek ani spalanie gazu w pochodni, a operatorzy, którzy stosują spalanie gazu w pochodni, powinni przedstawić właściwym organom dowód, że nie było możliwe ponowne zatłoczenie metanu, wykorzystanie go na miejscu, magazynowanie go do późniejszego wykorzystania, ani wysłanie na rynek.
- (45) Operatorzy powinni niezwłocznie powiadamiać właściwe organy o poważnych zdarzeniach związanych z uwalnianiem do atmosfery i zdarzeniach związanych ze spalaniem gazu w pochodni oraz raz w roku przedkładać tym organom bardziej szczegółowe raporty na temat wszystkich takich zdarzeń. Powinni oni również zapewnić zgodność sprzętu i urządzeń do uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni z normami określonymi w prawie Unii.
- (46) Emisje metanu z odwiertów nieczynnych, tymczasowo zaczopowanych oraz permanentnie zaczopowanych i opuszczonych stanowią zagrożenie dla zdrowia, bezpieczeństwa i środowiska. W związku z tym do nich również powinny mieć zastosowanie obowiązki w zakresie monitorowania, w tym kwantyfikacji i monitorowania ciśnienia – tam gdzie istnieją takie urządzenia monitorujące ciśnienie – i raportowania, a wspomniane odwierty i odwierty górnicze powinny zostać permanentnie zaczopowane oraz, w stosownych przypadkach, poddane rekultywacji, w tym remediacji. W takich przypadkach najważniejszą rolę powinny odgrywać państwa członkowskie, w szczególności by sporządzać wykazy oraz, w przypadku gdy nie można ustalić strony odpowiedzialnej, zgłaszać emisje metanu i sporządzać plany ograniczania emisji metanu w jasno określonych terminach.
- (47) Jeśli chodzi o odwierty permanentnie zaczopowane i opuszczone, należy przedstawić odpowiednią dokumentację wykazującą brak emisji metanu w odniesieniu do wszystkich odwiertów, które zostały permanentnie zaczopowane i opuszczone w ciągu 30 lat poprzedzających datę wejścia w życie niniejszego rozporządzenia oraz w dniu lub po tej dacie, jeżeli taka dokumentacja jest dostępna, w odniesieniu do odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych w ciągu 30 lat poprzedzających datę wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. Dokumentacja taka powinna obejmować co najmniej kwantyfikację opartą na współczynniku emisji lub na próbkach lub wiarygodne dowody na permanentną izolację podpowierzchniową zgodnie z normą ISO 16530-1:2017, mającą zastosowanie międzynarodową normą dotyczącą integralności odwiertu w przemyśle naftowym i gazowniczym.

⁽¹³⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 125).

- (48) Jeśli właściwym organom przedstawiono wiarygodne dowody na to, że z morskiego odwiertu nieczynnego, tymczasowo zaczopowanego lub permanentnie zaczopowanego i opuszczonego, w zależności od sytuacji, dochodzi do istotnych emisji metanu, oraz jeżeli zostało to potwierdzone przez niezależną stronę trzecią, właściwe organy powinny podjąć decyzję o zastosowaniu do tego odwiertu obowiązków dotyczących odwiertów tymczasowo zaczopowanych.
- (49) Liczba odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych na terytoriach państw członkowskich jest bardzo zróżnicowana – w niektórych państwach członkowskich znajduje się ich bardzo wiele. Takie państwa członkowskie powinny mieć możliwość stosowania bardziej stopniowego podejścia do wypełniania obowiązków dotyczących sporządzenia wykazu tych odwiertów, aby zapewnić proporcjonalność kosztów i obciążeń administracyjnych związanych z tym wykazem.
- (50) Ponieważ prawdopodobieństwo tego, iż metan, który wyciekł z odwiertów morskich, dotrze do powierzchni wód, zależy od szeregu czynników i maleje proporcjonalnie do głębokości pod poziomem wody, a zasoby niezbędne do nadzorowania odwiertów morskich i interwencji w nich wzrastają proporcjonalnie do głębokości pod poziomem wody i odległości od brzegu, należy rozważyć wprowadzenie zwolnień z niektórych obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia w odniesieniu do odwiertów morskich zlokalizowanych na większej głębokości pod wodą, jeżeli można przedstawić solidne dowody na to, że wpływ potencjalnych emisji metanu z tych odwiertów na klimat jest najprawdopodobniej znikomy.
- (51) Dane z unijnego wykazu gazów cieplarnianych pokazują, że największym źródłem emisji metanu w unijnym sektorze energetycznym są emisje z kopalń węgla. W 2019 r. emisje bezpośrednie z sektora węglowego stanowiły 31 % całkowitych emisji metanu, co jest niemal równe odsetkowi emisji bezpośrednich metanu z ropy naftowej i gazu ziemnego i łącznie, wynoszącemu 33 %.
- (52) Obecnie nie ma szczegółowego ustawodawstwa ogólnounijnego ograniczającego emisje metanu z sektora węglowego, pomimo dostępności szerokiej gamy technologii ograniczających te emisje. Nie istnieje żadna unijna ani międzynarodowa norma monitorowania, raportowania i weryfikacji odnosząca się tylko do węgla. W Unii raporty na temat wielkości emisji metanu z przemysłu węglowego stanowią część raportów państw członkowskich na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych. Dane dotyczące kopalń podziemnych są również uwzględnione w Europejskim Rejestrze Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń ustanowionym rozporządzeniem (WE) nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady⁽¹⁴⁾.
- (53) Ostatnie badania dowodzą, że emisje metanu są związane przede wszystkim z podziemną działalnością przemysłu wydobywczego, zarówno w czynnych, jak i w zamkniętych i opuszczonych kopalniach węgla. W czynnych podziemnych kopalniach węgla stężenie metanu w powietrzu jest kontrolowane w sposób ciągły, ponieważ stanowi zagrożenie dla zdrowia i bezpieczeństwa. W przypadku podziemnych kopalń węgla zdecydowana większość emisji metanu pochodzi z systemów wentylacji i odmetanowania lub odgazowywania, które stanowią dwa główne sposoby obniżenia stężenia metanu w chodnikach wentylacyjnych kopalni węgla.
- (54) Po zaprzestaniu produkcji i zamknięciu lub opuszczeniu kopalni węgla nadal uwalniany jest metan, który określa się jako metan z opuszczonych kopalń. Takie emisje metanu występują zazwyczaj w dobrze określonych punktach źródłowych, takich jak szyby wentylacyjne lub zawory nadmiarowe ciśnieniowe. Wraz z bardziej ambitnymi celami klimatycznymi i przejściem w produkcji energii na mniej emisyjne źródła energii emisje metanu z opuszczonych kopalń w Unii prawdopodobnie wzrosną. Szacuje się, że nawet 10 lat po zakończeniu wydobycia metanu z niezatapionych kopalń węgla jest nadal emitowany na poziomie osiągającym około 40 % pomiaru emisji metanu odnotowanych w chwili zamknięcia. Ponadto przetwarzanie metanu z opuszczonych kopalń pozostaje fragmentaryczne ze względu na różnice w prawach i obowiązkach związanych z własnością i eksploatacją w całej Unii. Państwa członkowskie powinny zatem sporządzić wykazy zamkniętych podziemnych kopalń węgla i zlikwidowanych podziemnych kopalń węgla, w których zaprzestano działalności po dniu 3 sierpnia 1954 r., a ustalone strony odpowiedzialne powinny mieć obowiązek zainstalowania w nich urządzeń do pomiaru emisji metanu.
- (55) Czynne odkrywkowe kopalnie węgla w Unii produkują węgiel brunatny i emitują mniej metanu niż podziemne kopalnie węgla. Kopalnie węgla brunatnego w Unii to głównie odkrywkowe kopalnie węgla, z wyjątkiem jednej podziemnej kopalni węgla brunatnego w jednym państwie członkowskim. Zgodnie z unijnym wykazem gazów cieplarnianych w 2019 r. czynne odkrywkowe kopalnie węgla wyemitowały 166 kiloton metanu, natomiast podziemne kopalnie węgla – 828 kiloton. Pomiar emisji metanu z odkrywkowych kopalń węgla jest trudny ze względu na tendencję metanu do rozpraszania się na dużym obszarze. W związku z tym, pomimo dostępnej i adekwatnej technologii, rzadko mierzy się emisje z odkrywkowych kopalń węgla. Emisje metanu z odkrywkowych

⁽¹⁴⁾ Rozporządzenie (WE) nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń i zmieniające dyrektywę Rady 91/689/EWG i 96/61/WE (Dz.U. L 33 z 4.2.2006, s. 1).

kopalń węgla można obliczyć przy użyciu współczynników emisji węgla specyficznych dla danego zagłębia oraz, z większą precyzją, z zastosowaniem współczynników emisji specyficznych dla kopalni lub złoża, ponieważ w zagłębiach węglowych występują złoża o różnej metanowości. Współczynniki emisji można wyprowadzić z pomiarów zawartości gazu w próbkach pokładów pobranych z rdzeni odwiertów rozpoznawczych. Operatorzy kopalń powinni zatem przeprowadzać kwantyfikację emisji metanu w odkrywkowych kopalniach węgla przy użyciu takich współczynników emisji.

- (56) Emisje metanu z całkowicie zalanych podziemnych kopalń węgla zazwyczaj z czasem znacznie maleją, ponieważ warunki hydrogeologiczne stabilizują się po zamknięciu kopalni węgla oraz zakończeniu procesu zalewania. W związku z tym w należycie uzasadnionych przypadkach powinno być możliwe zwolnienie takich kopalń węgla z obowiązków w zakresie kwantyfikacji.
- (57) Operatorzy kopalń powinni stale prowadzić pomiary i kwantyfikację emisji metanu z szybów wentylacyjnych w podziemnych kopalniach węgla i stale obliczać ilość metanu uwalnianego do atmosfery i spalonego w pochodni w stacjach odmetanowania. W przypadku operatorów kopalń węgla brunatnego powinni oni stosować współczynniki emisji specyficzne dla odkrywkowych kopalń węgla. Powinni oni zgłaszać te dane właściwym organom.
- (58) Emisje metanu można najlepiej ograniczyć w czynnych i zamkniętych podziemnych kopalniach węgla lub opuszczonych podziemnych kopalniach węgla. Skuteczne ograniczanie emisji metanu z czynnych odkrywkowych kopalń węgla i zamkniętych lub opuszczonych odkrywkowych kopalń węgla napotyka obecnie na przeszkody technologiczne. Aby w przyszłości wspierać badania i rozwój w zakresie technologii ograniczania takich emisji metanu, należy zapewnić skuteczne i szczegółowe monitorowanie, raportowanie i weryfikację ich skali.
- (59) Czynne podziemne kopalnie węgla to kopalnie węgla energetycznego lub koksowego. Węgiel energetyczny wykorzystywany jest przede wszystkim jako źródło energii, a węgiel koksowy jako paliwo oraz jako reagent w procesie produkcji stali. Zarówno kopalnie węgla energetycznego, jak i koksującego powinny zostać objęte pomiarami, raportowaniem i weryfikacją oraz działaniami ograniczającymi emisję metanu. Ograniczenie emisji metanu należy osiągać poprzez stopniowe odchodzenie od uwalniania gazu do atmosfery i spalania w pochodni. Nie powinno to prowadzić do pogorszenia bezpieczeństwa pracowników.
- (60) W przypadku czynnych podziemnych kopalń węgla środki ograniczania emisji należy wdrożyć poprzez stopniowe wycofywanie pochodni gazowych, których nominalna skuteczność spalania jest na poziomie poniżej 99 %. Chociaż zalewanie zamkniętych lub opuszczonych podziemnych kopalń węgla może zapobiec emisjom metanu, nie jest ono systematycznie stosowane i wiąże się z zagrożeniami dla środowiska. W tych kopalniach węgla należy również stopniowo wycofywać pochodnie gazowe, których nominalna skuteczność spalania jest na poziomie poniżej 99 %. Ponieważ ograniczenia geologiczne i względy środowiskowe uniemożliwiają przyjęcie uniwersalnego podejścia do nieczynnych podziemnych kopalń węgla, państwa członkowskie powinny opracować własny plan ograniczania emisji, biorąc pod uwagę te ograniczenia i techniczną wykonalność ograniczenia emisji metanu z opuszczonych kopalń.
- (61) Aby ograniczyć emisje metanu z czynnych kopalń węgla, państwa członkowskie powinny mieć możliwość wprowadzenia systemów zachęt do redukcji emisji metanu, z zastrzeżeniem mających zastosowanie zasad pomocy państwa. Systemy te mogłyby w szczególności zachęcać do inwestycji w wychwytywanie metanu i zatłaczanie go do sieci, a także redukcję emisji metanu z szybów wentylacyjnych i ze spalania gazu w pochodni. Państwa członkowskie powinny mieć możliwość wprowadzenia specjalnych systemów opłat i należności w celu ułatwienia inwestycji w redukcję emisji metanu, między innymi w ramach programów pomocy państwa mających na celu likwidację zdolności produkcyjnych węgla, z zastrzeżeniem mających zastosowanie zasad pomocy państwa.
- (62) W zamkniętych lub opuszczonych kopalniach węgla należy zezwolić na stosowanie istniejących najlepszych praktyk w zakresie ograniczania emisji metanu, takich jak rozwój projektów magazynowania energii geotermalnej i ciepłej w zalanych kopalniach węgla, zastosowania energii wodnej w niezalanych kopalniach węgla, wychwytywanie emisji metanu poprzez odgazowanie, stosowanie urządzeń odgazowujących istotnych z punktu widzenia bezpieczeństwa, wykorzystanie gazu kopalnianego do produkcji energii lub gromadzenie wody kopalnianej i inne możliwe zastosowania.
- (63) Unia jest uzależniona od importu w odniesieniu do 70 % jej zużycia węgla kamiennego, 97 % zużycia ropy naftowej i 90 % zużycia gazu ziemnego. Chociaż szacuje się, że udział Europy w światowych antropogenicznych emisjach metanu wynosi jedynie około 6 %, to zużycie paliw kopalnych i uzależnienie od ich importu w znacznym stopniu przyczyniają się do unijnych emisji metanu.
- (64) Globalne ocieplenie powodowane przez emisje metanu ma charakter transgraniczny. Chociaż niektóre państwa trzecie produkujące energię pochodzącą z paliw kopalnych zaczynają podejmować działania na szczeblu krajowym, aby ograniczyć emisje metanu w swoich sektorach energetycznych, wielu producentów z państw trzecich

i eksporterów nie podlega żadnym regulacjom na swoich rynkach krajowych. Potrzebują oni wyraźnych zachęt do ograniczenia swoich emisji metanu. Należy zatem udostępnić rynkom i ogółowi społeczeństwa przejrzyste informacje na temat emisji metanu związanych z produkcją ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii.

- (65) Obecnie istnieje niewiele dokładnych danych zgłaszanych na poziomie 3 UNFCCC lub z zastosowaniem równoważnych metod, dotyczących emisji metanu na świecie. Wiele państw eksportujących energię z paliw kopalnych do tej pory nie przedłożyło Sekretariatowi UNFCCC pełnych danych z wykazów. Ponadto istnieją dowody na znaczny wzrost emisji metanu z działalności związanej z produkcją ropy naftowej i gazu ziemnego na całym świecie: z 65 do 80 Mt rocznie w ciągu ostatnich 20 lat.
- (66) Jak zapowiedziano w strategii na rzecz ograniczania emisji metanu, Unia zobowiązała się do współpracy ze swoimi partnerami energetycznymi i innymi kluczowymi państwami trzecimi importującymi i eksportującymi energię pochodzącą z paliw kopalnych, aby zwalczać problem emisji metanu na szczeblu światowym. Dyplomacja klimatyczna w dziedzinie emisji metanu przyniosła już ważne rezultaty. We wrześniu 2021 r. Unia i Stany Zjednoczone ogłosiły globalne zobowiązanie dotyczące metanu, zainicjowane na konferencji ONZ w sprawie zmiany klimatu (COP 26) w listopadzie 2021 r. Globalne zobowiązanie dotyczące metanu jest politycznym zobowiązaniem do współpracy na rzecz wspólnego ograniczenia globalnych emisji metanu do 2030 r. o 30 % w porównaniu z poziomami z 2020 r. oraz do podjęcia kompleksowych działań krajowych zmierzających do osiągnięcia tego celu. Obejmuje ono także zobowiązanie do stosowania najlepszych dostępnych metod sporządzania wykazów w celu kwantyfikacji emisji metanu. Do globalnego zobowiązania dotyczącego metanu przystąpiło już ponad 100 państw, odpowiedzialnych za prawie połowę światowych antropogenicznych emisji metanu.
- (67) IMEO odgrywa ważną rolę w zwiększaniu przejrzystości w zakresie globalnych emisji metanu w sektorze energetycznym; Komisja powinna kontynuować współpracę z IMEO.
- (68) Wraz z dalszymi działaniami dyplomatycznymi w celu uzyskania na szczeblu światowym zobowiązań do znacznej redukcji emisji metanu, Unia dodatkowo zachęca do wszelkich działań związanych ze znacznym ograniczeniem emisji metanu na świecie, w szczególności w państwach trzecich dostarczających energię pochodzącą z paliw kopalnych do Unii.
- (69) W związku z tym importerzy ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla do Unii powinni być zobowiązani do przekazywania odpowiednim właściwym organom informacji na temat środków związanych z pomiarem, raportowaniem, weryfikacją i ograniczaniem emisji metanu podejmowanych przez eksporterów do Unii i producentów z państw trzecich, w szczególności na temat stosowania środków regulacyjnych lub dobrowolnych w celu kontroli emisji metanu producentów z państw trzecich dostarczających ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel, takich jak badania LDAR lub środki kontroli i ograniczania zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i zdarzeń związanych ze spalaniem gazu w pochodni. Poziomy pomiar i raportowania określone w wymogach informacyjnych mających zastosowanie do importerów powinny odpowiadać poziomom, które mają zastosowanie do operatorów unijnych. Ponadto spoczywający na importerach obowiązek przekazywania informacji na temat środków podjętych w celu kontrolowania emisji metanu nie powinien być bardziej uciążliwy niż równoważny mu obowiązek spoczywający na operatorach unijnych. Państwa członkowskie powinny przedkładać Komisji informacje o tych środkach. Na podstawie tych informacji Unia powinna utworzyć i prowadzić bazę danych zapewniającą przejrzystość w zakresie emisji metanu, zawierającą między innymi informacje zgłaszane przez unijnych przedsiębiorstwa oraz importerów ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla. Taka baza danych służyłaby jako źródło informacji przy podejmowaniu przez importerów decyzji o zakupie ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla, a także dla innych zainteresowanych stron i opinii publicznej. Oprócz bazy danych zapewniającej przejrzystość w zakresie emisji metanu Komisja powinna opracować profile emisji metanu zawierające dane dotyczące emisji metanu związane z ropą naftową, gazem ziemnym i węglem wprowadzanymi do obrotu w Unii. Profile te powinny również obejmować ocenę wysiłków podejmowanych przez unijnych producentów, importerów i producentów oraz eksporterów z państw trzecich oraz eksporterów energii z paliw kopalnych do Unii w zakresie pomiaru i raportowania oraz redukcji swoich emisji metanu. Profile te powinny ponadto obejmować informacje na temat działań regulacyjnych dotyczących pomiarów, raportowania i ograniczania emisji podejmowanych przez państwa trzecie, w których produkuje się ropę naftową, gaz ziemny i węgiel.
- (70) Ponadto Komisja powinna utworzyć globalne narzędzie monitorowania metanu, które dostarczałoby informacji na temat występowania, skali i lokalizacji zdarzeń o wysokiej emisji metanu ze źródeł energii, a także mechanizm szybkiego reagowania na zdarzenia powodujące nieproporcjonalnie wysokie emisje, występujące w Unii lub poza nią. W tym względzie Komisja powinna uwzględnić wszelkie należycie uzasadnione informacje otrzymane od państw członkowskich lub stron trzecich na temat zdarzeń powodujących nieproporcjonalnie wysokie emisje. Należy zachęcać państwa członkowskie do przekazywania takich informacji Komisji. Narzędzia te powinny dodatkowo sprzyjać uzyskaniu realnych i możliwych do wykazania rezultatów wdrażania środków regulujących emisje metanu i faktycznych działań ograniczających emisje podejmowanych przez przedsiębiorstwa w Unii

i eksporterów energii z paliw kopalnych do Unii. Powinna istnieć możliwość, aby narzędzia te opierały się na istniejących narzędziach lub ramach międzynarodowych. Narzędzia te powinny także łączyć dane od kilku certyfikowanych dostawców danych i usług, w tym komponentu Copernicus unijnego programu kosmicznego, który został ustanowiony rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/696⁽¹⁵⁾, oraz IMEO. Powinny one dostarczać informacji do celów dwustronnych dialogów Komisji z odpowiednimi państwami trzecimi na temat polityki i środków w zakresie emisji metanu.

- (71) W połączeniu ze sobą baza danych zapewniająca przejrzystość w zakresie emisji metanu, profile emisji metanu, globalne narzędzie monitorowania metanu i mechanizm szybkiego reagowania powinny przyczynić się do zwiększenia przejrzystości, co pozwoli kupującym w Unii podejmować świadome decyzje dotyczące dostaw, a także zwiększy szanse na powszechniejsze globalne stosowanie rozwiązań ograniczających emisje etanu. Ponadto instrumenty te powinny dodatkowo zachęcać przedsiębiorstwa z państw trzecich do stosowania międzynarodowych norm pomiaru i raportowania w zakresie emisji metanu, takich jak te, które przyjęto w ramach OGMP 2.0, lub do wprowadzenia skutecznych środków pomiaru, raportowania i ograniczania emisji oraz do umożliwienia weryfikacji.
- (72) Nowe umowy zawierane przez importerów unijnych na dostawy ropy naftowej, gazu ziemnego lub węgla powinny zwiększać zakres, w jakim w państwach trzecich stosowane są przepisy dotyczące monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji metanu równoważne z przepisami zawartymi w niniejszym rozporządzeniu. Należy wprowadzić przepisy umożliwiające dostawcom z państw trzecich i importerom unijnym wykazanie równoważności takich środków z wymogami niniejszego rozporządzenia w odniesieniu do ropy naftowej, gazu ziemnego lub węgla importowanych do Unii. Klauzule na ten temat nie mogą zostać narzucone w przypadku istniejących umów, lecz możliwe jest włączenie ich do nowych umów lub do takich istniejących umów, które są odnawiane, nawet w sposób dorozumiany. W tym kontekście przydatne byłoby dla przedsiębiorstw sformułowanie klauzul wzorcowych zalecanych przez Komisję.
- (73) Powinno być możliwe osiągnięcie równoważności monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji metanu nie tylko za pomocą środków stosowanych przez poszczególne przedsiębiorstwa, ale również na poziomie państw trzecich, za pomocą obowiązujących ram prawnych, które regulowałyby takie monitorowanie, raportowanie i weryfikację. Należy zatem upoważnić Komisję, by ustanawiała wymogi dotyczące dowodów, które powinny przedstawić państwa trzecie w tym zakresie, prowadząc aktywną współpracę z wszystkimi eksportującymi państwami trzecimi i należycie uwzględniając różne okoliczności, które mogą występować w tych państwach trzecich, oraz zobowiązania Unii wynikające z prawa międzynarodowego. Komisja powinna być również uprawniona do stwierdzania i cofania, stosownie do przypadku, równoważności w odniesieniu do poszczególnych państw trzecich.
- (74) Należy przewidzieć instrumenty, w tym dialogi na temat zdarzeń powodujących nieproporcjonalnie wysokie emisje, decyzje w sprawie równoważności monitorowania, raportowania i weryfikacji oraz przyjęcie ram współpracy, aby zapewnić właściwą realizację obowiązków ciążyących na importerach, a także producentach lub eksporterach mających siedzibę w państwach trzecich, którzy dostarczają do Unii ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel. Komisja powinna mieć możliwość proponowania instrumentów służących współpracy z państwami trzecimi. W stosownych przypadkach przyjęcie tych instrumentów powinno podlegać odpowiednim postanowieniom Traktatów.
- (75) Komisja nie powinna podejmować dialogu z państwami trzecimi na temat zdarzeń powodujących nieproporcjonalnie wysokie emisje, powinna powstrzymać się od przyjmowania decyzji w sprawie równoważności oraz nie powinna zalecać rozpoczęcia negocjacji w sprawie ram współpracy, jeżeli stwarzałyby to ryzyko obchodzenia środków ograniczających przyjętych na mocy art. 29 Traktatu o Unii Europejskiej (TUE) lub art. 215 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) w odniesieniu do importu ropy gazu ziemnego i węgla.
- (76) Po utworzeniu bazy danych zapewniającej przejrzystość w zakresie emisji metanu, profili emisji metanu, globalnego narzędzia monitorowania metanu i mechanizmu szybkiego reagowania Komisja powinna ustanowić metodykę obliczania intensywności emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla. Metodykę tę podaje się do wiadomości publicznej. Na tej podstawie Komisja powinna ocenić potencjalny wpływ różnych poziomów maksymalnych wartości intensywności emisji metanu na bezpieczeństwo dostaw energii, a także na konkurencyjność gospodarki Unii.
- (77) Komisja powinna być uprawniona do ustanawiania obowiązkowych maksymalnych wartości i klas intensywności emisji metanu związanych z produkcją ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii, w oparciu o metodykę obliczania intensywności emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla oraz ocenę potencjalnego wpływu ustanowienia maksymalnych wartości intensywności emisji metanu. Wartości te

⁽¹⁵⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/696 z dnia 28 kwietnia 2021 r. ustanawiające Unijny program kosmiczny i Agencję Unii Europejskiej ds. Programu Kosmicznego oraz uchylające rozporządzenia (UE) nr 912/2010, (UE) nr 1285/2013 i (UE) nr 377/2014 oraz decyzję nr 541/2014/UE (Dz.U. L 170 z 12.5.2021, s. 69).

należy ustalić na poziomach, które będą sprzyjać redukcji globalnych emisji metanu, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa dostaw energii na szczeblu unijnym i krajowym, przy zapewnieniu niedyskryminacyjnego traktowania i ochrony konkurencyjności gospodarki Unii.

- (78) Aby zapewnić zharmonizowane wdrażanie niniejszego rozporządzenia i stworzyć wspólne ramy techniczne dla wszystkich podmiotów w sektorach ropy naftowej, gazu i węgla, Komisja powinna rozważyć, zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1025/2012⁽¹⁶⁾, zwrócić się do odpowiednich europejskich organizacji normalizacyjnych o opracowanie zharmonizowanych norm dotyczących pomiaru i kwantyfikacji emisji metanu w sektorach ropy naftowej, gazu i węgla, badań LDAR oraz urządzeń do uwalniania do atmosfery i pochodni gazowych. Normy te powinny stać się obowiązkowe do celów stosowania niniejszego rozporządzenia, aby zapewnić zharmonizowane podejście wśród operatorów, przedsiębiorstw i operatorów kopalń oraz podmiotów zaangażowanych w zapewnianie przestrzegania niniejszego rozporządzenia, w szczególności Komisji, właściwych organów i weryfikatorów. W przypadku gdy nie można uzyskać norm zharmonizowanych lub nie zapewniają one zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia, Komisja powinna być uprawniona do przyjmowania wymagań technicznych, aby uwzględnić niezbędne wymogi. Do dnia rozpoczęcia stosowania norm lub wymagań technicznych operatorzy, przedsiębiorstwa i operatorzy kopalń powinni stosować najnowocześniejsze praktyki branżowe i najlepsze dostępne technologie.
- (79) Państwa członkowskie powinny ustanowić przepisy dotyczące kar mających zastosowanie w przypadku naruszenia niniejszego rozporządzenia i przyjąć wszelkie środki niezbędne do zapewnienia ich wdrożenia. Kary te powinny być skuteczne, proporcjonalne i odstrasżające. Kary te powinny obejmować grzywny i okresowe kary pieniężne. Aby kary miały wyraźny skutek odstrasżający, powinny być odpowiednie do rodzaju naruszenia, uzyskiwanej dzięki niemu korzyści gospodarcze oraz rodzaju i wagi szkód w środowisku, a także wpływu na bezpieczeństwo i zdrowie ludzi. Nakładając kary, odpowiednie organy powinny należycie uwzględnić charakter, wagę i czas trwania naruszenia. Kary powinny być nakładane w sposób niedyskryminacyjny i zgodnie z prawem unijnym, międzynarodowym i krajowym. Należy przestrzegać mających zastosowanie gwarancji proceduralnych i zasad Karty praw podstawowych Unii Europejskiej.
- (80) Ze względów spójności należy ustanowić wykaz rodzajów naruszeń, które powinny podlegać karom. Ponadto, aby ułatwić spójne stosowanie kar przez wszystkie państwa członkowskie, należy ustanowić wspólne niewyczerpujące i orientacyjne kryteria stosowania kar. Odstrasżający skutek kar należy wzmocnić poprzez przewidzenie możliwości publikowania informacji dotyczących kar nałożonych przez państwa członkowskie, z zastrzeżeniem zgodności z rozporządzeniami Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679⁽¹⁷⁾ i (UE) 2018/1725⁽¹⁸⁾, gdy kary są nakładane na osoby fizyczne.
- (81) W związku z przepisami nakładającymi obowiązek uwzględniania – przy ustalaniu taryf – inwestycji dokonywanych przez podmioty objęte regulacją należy zmienić rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942⁽¹⁹⁾, aby powierzyć Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) zadanie udostępniania zestawu wskaźników i wartości odniesienia na potrzeby porównania jednostkowych kosztów inwestycji związanych z pomiarem, kwantyfikacją, monitorowaniem, raportowaniem i weryfikacją emisji metanu oraz redukcją tych emisji w przypadku porównywalnych projektów.
- (82) W celu określenia elementów stopniowego odchodzenia od uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni w kopalniach węgla koksowego Komisji należy powierzyć uprawnienia do przyjmowania aktów zgodnie z art. 290 TFUE w celu uzupełnienia niniejszego rozporządzenia poprzez wprowadzenie ograniczeń dotyczących uwalniania do atmosfery metanu z szybów wentylacyjnych kopalń węgla koksowego. Ponadto, aby w razie potrzeby umożliwić wymaganie od importerów dalszych informacji, Komisji należy powierzyć uprawnienia do przyjmowania aktów zgodnie z art. 290 TFUE w celu uzupełnienia niniejszego rozporządzenia poprzez zmianę lub rozszerzenie zakresu informacji, które mają być przekazywane przez importerów. Ponadto w celu ustanowienia metody obliczania, na

⁽¹⁶⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1025/2012 z dnia 25 października 2012 r. w sprawie normalizacji europejskiej, zmieniające dyrektywy Rady 89/686/EWG i 93/15/EWG oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 94/9/WE, 94/25/WE, 95/16/WE, 97/23/WE, 98/34/WE, 2004/22/WE, 2007/23/WE, 2009/23/WE i 2009/105/WE oraz uchylające decyzję Rady 87/95/EWG i decyzję Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1673/2006/WE (Dz.U. L 316 z 14.11.2012, s. 12).

⁽¹⁷⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz.U. L 119 z 4.5.2016, s. 1)

⁽¹⁸⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1725 z dnia 23 października 2018 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych przez instytucje, organy i jednostki organizacyjne Unii i swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia rozporządzenia (WE) nr 45/2001 i decyzji nr 1247/2002/WE (Dz.U. L 295 z 21.11.2018, s. 39).

⁽¹⁹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 22).

poziomie producenta, intensywności emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii, a także w celu ustalenia odpowiednich maksymalnych wartości i klas intensywności emisji metanu, należy powierzyć Komisji uprawnienia do przyjmowania aktów zgodnie z art. 290 TFUE w celu uzupełnienia niniejszego rozporządzenia. Ponadto, aby zapewnić zharmonizowane wdrażanie niniejszego rozporządzenia, należy powierzyć Komisji uprawnienia do przyjmowania aktów zgodnie z art. 290 TFUE w celu uzupełnienia niniejszego rozporządzenia poprzez przyjęcie zharmonizowanych norm i wymagań technicznych. Szczególnie ważne jest, aby w czasie prac przygotowawczych Komisja prowadziła stosowne konsultacje, w tym na poziomie ekspertów, oraz aby konsultacje te były prowadzone zgodnie z zasadami określonymi w Porozumieniu międzyinstytucjonalnym z dnia 13 kwietnia 2016 r. w sprawie lepszego stanowienia prawa⁽²⁰⁾. W szczególności, aby zapewnić udział na równych zasadach Parlamentu Europejskiego i Rady w przygotowaniu aktów delegowanych, instytucje te otrzymują wszelkie dokumenty w tym samym czasie co eksperci państw członkowskich, a eksperci tych instytucji mogą systematycznie brać udział w posiedzeniach grup eksperckich Komisji zajmujących się przygotowaniem aktów delegowanych.

- (83) W celu zapewnienia jednolitych warunków wdrażania niniejszego rozporządzenia należy powierzyć Komisji uprawnienia wykonawcze do przyjmowania szczegółowych przepisów dotyczących wzorów, które mają być stosowane do raportowania emisji metanu, minimalnych granic wykrywalności i technik wykrywania w odniesieniu do urządzeń wykrywających oraz progów mających zastosowanie do pierwszego etapu badań LDAR, a także procedury i wymogów oraz indywidualnych decyzji w odniesieniu do równoważności środków monitorowania, raportowania i weryfikacji w państwach trzecich, zgodnie z art. 291 TFUE. Uprawnienia te powinny być wykonywane zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011⁽²¹⁾.
- (84) Komisja powinna monitorować stosowanie niniejszego rozporządzenia oraz dokonać przeglądu jego stosowania i przedłożyć sprawozdanie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie. W sprawozdaniu tym powinna w szczególności ocenić skuteczność i efektywność niniejszego rozporządzenia, osiągnięty poziom redukcji emisji metanu oraz to, czy konieczne są dodatkowe lub alternatywne środki. Sprawozdanie to powinno uwzględniać odpowiednie przepisy Unii w powiązanych dziedzinach. W zależności od wniosków zawartych w tym sprawozdaniu oraz wniosków z przeglądu niniejszego rozporządzenia Komisja może rozważyć przedłożenie, w odpowiednim przypadku, wniosków ustawodawczych.
- (85) Ponieważ cele niniejszego rozporządzenia, a mianowicie ustanowienie przepisów zapewniających dokładne pomiary, kwantyfikację, monitorowanie, raportowanie i weryfikację oraz redukcję emisji metanu w sektorze energetycznym w Unii, nie mogą zostać osiągnięte w sposób wystarczający przez państwa członkowskie, natomiast ze względu na rozmiary i skutki działań możliwe jest ich lepsze osiągnięcie na poziomie Unii, może ona podjąć działania zgodnie z zasadą pomocniczości określoną w art. 5 TUE. Zgodnie z zasadą proporcjonalności, określoną w tym artykule, niniejsze rozporządzenie nie wykracza poza to, co jest konieczne do osiągnięcia tych celów,

PRZYMUJĄ NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

ROZDZIAŁ 1

PRZEPISY OGÓLNE

Artykuł 1

Przedmiot i zakres stosowania

1. W niniejszym rozporządzeniu ustanawia się przepisy dotyczące dokładności pomiarów, kwantyfikacji, monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji metanu w sektorze energetycznym w Unii, jak również przepisy dotyczące redukcji tych emisji, w tym poprzez prowadzenie badań mających na celu wykrywanie wycieków i naprawę, obowiązki dotyczące przeprowadzania napraw oraz ograniczenia dotyczące uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni. W niniejszym rozporządzeniu ustanawia się ponadto przepisy dotyczące narzędzi, które zapewnią przejrzystość w odniesieniu do emisji metanu.

2. Niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do:

a) poszukiwania i produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego oraz do gromadzenia i przetwarzania gazu ziemnego;

⁽²⁰⁾ Dz.U. L 123 z 12.5.2016, s. 1.

⁽²¹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 182/2011 z dnia 16 lutego 2011 r. ustanawiające przepisy i zasady ogólne dotyczące trybu kontroli przez państwa członkowskie wykonywania uprawnień wykonawczych przez Komisję (Dz.U. L 55 z 28.2.2011, s. 13).

- b) odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych;
 - c) przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego, z wyłączeniem systemów pomiarowych w punktach zużycia końcowego oraz części przyłączy między siecią dystrybucyjną a systemem pomiarowym zlokalizowanych na terenach należących do odbiorców końcowych, a także podziemnego składowania i operacji prowadzonych w instalacjach LNG; oraz
 - d) czynnych podziemnych kopalń węgla i odkrywkowych kopalń węgla, zamkniętych podziemnych kopalń węgla oraz opuszczonych podziemnych kopalń węgla.
3. Niniejsze rozporządzenie ma również zastosowanie do emisji metanu występujących poza Unią – w odniesieniu do ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii, o czym mowa w rozdziale 5.

Artykuł 2

Definicje

Do celów niniejszego rozporządzenia stosuje się następujące definicje:

- 1) „emisje metanu” oznaczają wszelkie emisje bezpośrednie z dowolnych komponentów, niezależnie od tego, czy wynikają one z uwalniania do atmosfery, niecałkowitego spalania gazu w pochodni, czy z wycieków;
- 2) „komponent” oznacza każdą część lub każdy element urządzeń wykorzystywanych w instalacjach lub infrastrukturze związanych z ropą naftową, gazem ziemnym lub węglem, mogące emitować metan;
- 3) „operator” oznacza każdą osobę fizyczną lub prawną, która prowadzi lub kontroluje składnik aktywów lub, jeżeli przewiduje to prawo krajowe, której przekazano uprawnienia do podejmowania decyzji ekonomicznych w zakresie technicznego funkcjonowania składnika aktywów;
- 4) „aktywa” oznaczają jednostkę gospodarczą lub operacyjną, która może składać się z kilku obiektów lub zakładów, w tym z aktywów eksploatowanych i aktywów nieeksploatowanych;
- 5) „aktywa eksploatowane” oznaczają aktywa znajdujące się pod kontrolą operacyjną operatora;
- 6) „aktywa nieeksploatowane” oznaczają aktywa, które nie znajdują się pod kontrolą operacyjną operatora;
- 7) „zakłady” oznacza zbiór komponentów w pewien sposób ze sobą powiązanych jako podjednostki aktywów;
- 8) „przesył” oznacza przesył zdefiniowany w art. 2 pkt 17 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 ⁽²²⁾;
- 9) „operator systemu przesyłowego” oznacza operatora systemu przesyłowego zdefiniowanego w art. 2 pkt 18 dyrektywy (UE) 2024/1788;
- 10) „dystrybucja” oznacza dystrybucję zdefiniowaną w art. 2 pkt 19 dyrektywy (UE) 2024/1788;
- 11) „operator systemu dystrybucyjnego” oznacza operatora systemu dystrybucyjnego zdefiniowanego w art. 2 pkt 20 dyrektywy (UE) 2024/1788;
- 12) „operator kopalni” oznacza każdą osobę fizyczną lub prawną, która prowadzi lub kontroluje kopalnię węgla lub, jeżeli przewiduje to prawo krajowe, której przekazano uprawnienia do podejmowania decyzji ekonomicznych w zakresie technicznego funkcjonowania kopalni węgla;
- 13) „weryfikacja” oznacza działania prowadzone przez weryfikatora w celu dokonania oceny zgodności z niniejszym rozporządzeniem raportów przekazanych przez operatorów, przedsiębiorstwa oraz operatorów kopalń na podstawie niniejszego rozporządzenia;

⁽²²⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE (Dz.U. L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>).

- 14) „weryfikator” oznacza osobę prawną, która prowadzi działania weryfikacyjne i w chwili wydawania oświadczenia weryfikacyjnego jest akredytowana przez krajową jednostkę akredytującą na podstawie rozporządzenia (WE) nr 765/2008, lub – bez uszczerbku dla przepisów art. 5 ust. 2 tego rozporządzenia – osobę fizyczną w inny sposób upoważnioną do prowadzenia działań weryfikacyjnych;
- 15) „źródło” oznacza komponent lub strukturę geologiczną uwalniające metan do atmosfery w sposób zamierzony lub niezamierzony, przerywany lub ciągły;
- 16) „współczynnik emisji” oznacza współczynnik umożliwiający kwantyfikację emisji gazu na jednostkę działalności, który opiera się na próbie danych pomiarowych albo na innych metodach kwantyfikacji emisji, uśrednionych w celu uzyskania reprezentatywnego wskaźnika emisji dla danego poziomu działalności w danym zbiorze warunków eksploatacji;
- 17) „ogólny współczynnik emisji” oznacza znormalizowany współczynnik emisji dla każdego rodzaju źródła emisji, który wyprowadza się na podstawie wykazów lub baz danych, w żadnym przypadku jednak niezwyfikowany za pomocą pomiarów bezpośrednich;
- 18) „szczególny współczynnik emisji” oznacza współczynnik emisji dla rodzaju źródła emisji wyprowadzony z pomiarów bezpośrednich;
- 19) „pomiar bezpośredni” oznacza pomiar emisji metanu na poziomie źródła przy użyciu urządzenia do pomiaru, które umożliwia taki pomiar;
- 20) „kwantyfikacja” oznacza działalność mającą na celu określenie wielkości emisji metanu na podstawie pomiarów bezpośrednich, lub – w przypadku gdy pomiary takie nie są wykonalne – na podstawie innych metod, takich jak narzędzia symulacyjne i inne szczegółowe obliczenia inżynierskie lub na podstawie połączenia takich metod;
- 21) „emisje metanu na poziomie zakładu” oznaczają wszystkie źródła emisji w obrębie danego zakładu górniczego;
- 22) „pomiar na poziomie zakładu” oznacza pomiar, który umożliwia uzyskanie pełnego obrazu emisji występujących w całym zakładzie, w tym – w przypadku sieci rurociągów – emisji z segmentów takiej sieci, i zazwyczaj wiąże się z wykorzystaniem czujników, zamontowanych na platformach mobilnych, takich jak pojazdy, drony, statki powietrzne, łodzie i satelity, lub wykorzystaniem innych środków, takich jak czujniki stałe lub ciągłe sieci czujników punktowych;
- 23) „przedsiębiorstwo” oznacza osobę fizyczną lub prawną, która prowadzi co najmniej jeden z następujących [...] rodzajów działalności: poszukiwanie i produkcja ropy naftowej i gazu ziemnego, gromadzenie i przetwarzanie gazu ziemnego lub jego przesył, dystrybucja i składowanie podziemne – w tym LNG;
- 24) „instalacja LNG” oznacza instalację LNG zdefiniowaną w art. 2 pkt 33 dyrektywy (UE) 2024/1788;
- 25) „badanie mające na celu wykrywanie wycieków i naprawę” lub „badanie LDAR” oznacza badanie mające na celu identyfikowanie i wykrywanie źródeł wycieków metanu i innych niezamierzonych emisji metanu oraz naprawę lub wymianę odpowiednich komponentów;
- 26) „badanie mające na celu wykrywanie wycieków i naprawę typu 1” lub „badanie LDAR typu 1” oznacza badanie mające na celu wykrywanie wycieków i naprawę przeprowadzane zgodnie z wymogami określonymi na mocy art. 14 ust. 2, 7 i 8 i w części 1 załącznika I w odniesieniu do badań LDAR typu 1;
- 27) „badanie mające na celu wykrywanie wycieków i naprawę typu 2” lub „badanie LDAR typu 2” oznacza badanie mające na celu wykrywanie wycieków i naprawę przeprowadzane zgodnie z wymogami określonymi na mocy art. 14 ust. 2, 7, 8 i w części 1, załącznika I w odniesieniu do badań LDAR typu 2;
- 28) „miejsce produkcji” oznacza miejsce, w którym ropa naftowa lub gaz ziemny są wydobywane z ziemi i w którym nie przeprowadza się przetwarzania;
- 29) „miejsce przetwarzania” oznacza miejsce, w którym do przetwarzania ropy naftowej i gazu ziemnego wykorzystuje się procesy, takie jak oddzielenie ropy naftowej i gazu ziemnego od wody;
- 30) „wyłączenie” oznacza sytuację, w której zakład górniczy lub część jego komponentów przestają działać w normalnych warunkach eksploatacji i zostają wyłączone oraz w której wymagane jest całkowite lub częściowe zmniejszenie ciśnienia przed rozpoczęciem prac naprawczych lub konserwacyjnych;
- 31) „uwalnianie do atmosfery” oznacza bezpośrednie uwalnianie niespalonego metanu do atmosfery;

- 32) „spalanie gazu w pochodni” oznacza unieszkodliwienie metanu poprzez jego kontrolowane spalanie w przeznaczonym do tego urządzeniu;
- 33) „rutynowe spalanie gazu w pochodni” oznacza spalanie metanu w pochodni podczas normalnej produkcji ropy naftowej lub gazu ziemnego ze względu na brak odpowiedniej infrastruktury lub geologii umożliwiających ponowne zatłoczenie metanu, wykorzystanie go na miejscu lub wysłanie go na rynek, z wyłączeniem spalania gazu w pochodni z powodu sytuacji nadzwyczajnej lub awarii;
- 34) „pochodnia” oznacza urządzenie wyposażone w palnik zapłonu stosowany do spalania gazu;
- 35) „sytuacja nadzwyczajna” oznacza tymczasową, niespodziewaną i nieczęstą sytuację, w której emisje metanu są nieuniknione i konieczne do zapobieżenia bezpośredniemu i znaczącemu negatywnemu wpływowi na bezpieczeństwo ludzi, zdrowie publiczne lub środowisko, z wyjątkiem sytuacji wynikających z następujących zdarzeń lub z nimi związanych:
- a) niezainstalowanie przez operatora odpowiedniego sprzętu o zdolności wystarczającej do obsługi przewidywanego lub rzeczywistego tempa produkcji i ciśnienia produkcyjnego;
 - b) nieograniczenie produkcji przez operatora, w przypadku gdy tempo produkcji przekracza zdolność odnośnego sprzętu lub systemu gromadzenia, z wyjątkiem sytuacji, gdy nadwyżka produkcji jest spowodowana sytuacją nadzwyczajną, awarią lub nieplanowaną naprawą w sektorze downstream i trwa nie dłużej niż 8 godzin od chwili powiadomienia o problemie w zakresie zdolności w sektorze downstream;
 - c) zaplanowana konserwacja;
 - d) zaniedbanie operatora;
 - e) powtarzająca się niesprawność, co oznacza co najmniej cztery przypadki niesprawności tego samego urządzenia w okresie ostatnich 30 dni;
- 36) „awaria” oznacza nagłą, nieuniknioną niesprawność lub uszkodzenie urządzenia, pozostające poza racjonalną kontrolą operatora, która znacząco zakłóca eksploatację, ale nie jest w całości lub częściowo spowodowana niewłaściwą konserwacją, niedbałą eksploatacją lub innym możliwym do uniknięcia czynnikiem;
- 37) „skuteczność spalania” oznacza udział masy metanu, który został spalony, w stosunku do ilości metanu wprowadzanego do pochodni;
- 38) „odwiert nieczynny” oznacza rozpoznawczy lub produkcyjny odwiert naftowy, odwiert gazowy lub odwiert górniczy, na lądzie lub na morzu, gdzie działalności poszukiwawczej lub produkcyjnej nie prowadzi się od co najmniej jednego roku, z wyjątkiem odwiertów tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych;
- 39) „odwiert tymczasowo zaczopowany” oznacza poszukiwanie lub eksploatację odwiertu naftowego, odwiertu gazowego lub odwiertu górniczego, na lądzie lub na morzu, gdzie zainstalowano bariery odwiertu, by tymczasowo odizolować eksploatowane złożo, i gdzie nadal zapewniony jest dostęp do odwiertu;
- 40) „odwiert permanentnie zaczopowany i opuszczony” oznacza poszukiwanie lub eksploatację odwiertu naftowego, odwiertu gazowego lub odwiertu górniczego, na lądzie lub na morzu, który został zaczopowany i nie może być ponownie otwarty, w którym wszelka działalność została zakończona i z którego usunięto wszystkie związane z nią instalacje zgodnie z mającymi zastosowanie wymogami regulacyjnymi oraz w odniesieniu do którego można przedstawić dokumentację określoną w załączniku V, części 1 pkt 3;
- 41) „remediacja” oznacza proces oczyszczania zanieczyszczonej wody i gleby;
- 42) „rekultywacja” oznacza proces przywracania w obrębie odwiertu lub miejsca odwiertu naftowego lub gazowego warunków glebowych i wegetacyjnych podobnych do tych, które istniały przed ich zakłóceniem;
- 43) „kopalnia węgla” oznacza zakład górniczy, w którym odbywa się lub odbywało wydobywanie węgla, w tym grunty, wykopy, chodniki podziemne, szyby, zbocza, tunele i wyrobiska, konstrukcje, obiekty, wyposażenie, maszyny i narzędzia znajdujące się na powierzchni lub pod ziemią i wykorzystywane w pracach związanych z wydobywaniem węgla brunatnego, węgla subbitumicznego, węgla bitumicznego lub węgla kamiennego z naturalnych złóż w ziemi za pomocą dowolnych środków lub metod, lub będące wynikiem wszystkich wymienionych prac, z uwzględnieniem prac związanych z przygotowaniem wydobywania węgla;

- 44) „czynna kopalnia węgla” oznacza kopalnię węgla, w przypadku której większość przychodów pochodzi z wydobycia węgla brunatnego, węgla subbitumicznego, węgla bitumicznego lub węgla kamiennego i w odniesieniu do której spełniony jest co najmniej jeden z następujących warunków:
- a) trwa budowa kopalni;
 - b) w okresie ostatnich 90 dni miała miejsce produkcja węgla;
 - c) wentylatory kopalni są czynne;
- 45) „podziemna kopalnia węgla” oznacza kopalnię węgla, w której produkuje się węgiel w drodze prowadzenia wyrobisk pod ziemią do pokładów węgla, który jest następnie wydobywany przy użyciu podziemnych instalacji wspomagających wydobycie węgla, takiej jak maszyny tnące oraz maszyny do wydobycia ciągłego, ścianowego (eksploatacja długiej i krótkiej ściany), i transportowany na powierzchnię;
- 46) „odkrywkowa kopalnia węgla” oznacza kopalnię węgla, w której węgiel znajduje się w pobliżu powierzchni i może być wydobywany poprzez usunięcie przykrywających go warstw skał i gleby;
- 47) „szyb wentylacyjny” oznacza wyrobisko pionowe lub silnie nachylone wykorzystywane do wypuszczania świeżego powietrza lub usuwania metanu i innych gazów z podziemnej kopalni węgla;
- 48) „stacja odmetanowania” oznacza stację pobierającą metan z systemu odmetanowania kopalni węgla;
- 49) „system odmetanowania” oznacza system, który może obejmować wiele źródeł metanu i który odprowadza gaz bogaty w metan z pokładów węgla lub otaczających warstw skalnych i transportuje go do stacji odmetanowania;
- 50) „działalność powydobywcza” oznacza działalność prowadzoną po wydobyciu i odtransportowaniu węgla na powierzchnię, w tym przeładunek, przetwarzanie, składowanie i transport węgla;
- 51) „pomiar ciągły” oznacza pomiar, w ramach którego odczyt dokonywany jest co najmniej raz na minutę;
- 52) „złoże węgla” oznacza obszar, na którym znajdują się znaczne koncentracje i ilości węgla nadające się do wydobycia, określony zgodnie z metodami państwa członkowskiego dotyczącymi dokumentowania geologicznych złóż kopalini;
- 53) „zamknięta kopalnia węgla” oznacza kopalnię węgla, w której zaprzestano produkcji węgla, zamkniętą na podstawie mających zastosowanie wymogów dotyczących licencji lub na podstawie innych ustaleń, i za którą operator, właściciel lub licencjobiorca nadal jest odpowiedzialny na mocy ważnego pozwolenia, licencji lub innego dokumentu prawnego;
- 54) „opuszczona kopalnia węgla” oznacza kopalnię węgla, w której zaprzestano produkcji węgla, lecz nie można wskazać operatora, właściciela ani licencjobiorcy podlegających obowiązkowi w odniesieniu do tej kopalni węgla i ponoszących za nią odpowiedzialność na podstawie ważnego pozwolenia, licencji lub innego dokumentu prawnego; oznacza to również kopalnię węgla, której nie zamknięto w sposób uregulowany;
- 55) „alternatywne wykorzystanie opuszczonej podziemnej kopalni węgla” oznacza wykorzystanie podpowierzchniowej infrastruktury kopalni i instalacji wspomagających wydobycie węgla do celów innych niż produkcja węgla;
- 56) „instalacje wspomagające wydobycie węgla” oznaczają instalacje, które pozostają połączone z warstwami zawierającymi metan, takimi jak komin wentylacyjny i rura drenażowa;
- 57) „kopalnia węgla koksowego” oznacza kopalnię węgla, w której co najmniej 50 % uśrednionej produkcji z ostatnich 3 dostępnych lat stanowi węgiel koksowy, zgodnie z definicją zawartą w załączniku B do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 ⁽²³⁾;
- 58) „producent” oznacza przedsiębiorstwo, które w ramach działalności handlowej produkuje ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel poprzez wydobywanie ich z ziemi na obszarze objętym licencją lub koncesją, przetwarzanie ich lub przesyłanie ich za pośrednictwem połączonej infrastruktury na tym obszarze objętym licencją;

⁽²³⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z dnia 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii (Dz.U. L 304 z 14.11.2008, s. 1).

- 59) „importer” oznacza osobę fizyczną lub prawną, która w ramach działalności handlowej wprowadza do obrotu w Unii gaz, ropę naftową lub węgiel pochodzące z państwa trzeciego, w tym każdą osobę fizyczną lub prawną mającą siedzibę w Unii wyznaczoną do wykonywania czynności i formalności wymaganych na podstawie rozdziału 5;
- 60) „eksporter” oznacza kontrahenta importera w każdej zawartej umowie o dostawę ropy naftowej, gazu ziemnego lub węgla do Unii;
- 61) „profil emisji metanu” oznacza indywidualne informacje i arkusze danych publikowane w bazie danych zapewniającej przejrzystość w zakresie emisji metanu i dotyczące państw członkowskich, państw trzecich oraz, w stosownych przypadkach, producentów lub importerów unijnych, a także producentów lub eksporterów z państw trzecich, zależnie do przypadku, dostarczających do Unii lub wprowadzających do obrotu w Unii ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel;
- 62) „zdarzenie powodujące nieproporcjonalnie wysokie emisje” oznacza mające miejsce w Unii lub poza nią zdarzenie, podczas którego źródło lub szereg ściśle powiązanych ze sobą źródeł w zakładzie emituje ponad 100 kg metanu na godzinę;
- 63) „proces uzgadniania” oznacza badanie i wyjaśnianie przyczyn wszelkich statystycznie istotnych rozbieżności między kwantyfikacją emisji metanu na poziomie źródła a ich pomiarem na poziomie zakładu.

Artykuł 3

Koszty ponoszone przez operatorów

1. Przy ustalaniu lub zatwierdzaniu taryf lub metod, które mają być stosowane przez operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych, operatorów instalacji LNG lub inne podmioty objęte regulacją, w tym – w stosownych przypadkach – operatorów składowisk podziemnych gazu, organy regulacyjne określone w art. 57 dyrektywy (UE) 2019/944 i rozdziale X dyrektywy (UE) 2024/1788 uwzględniają koszty poniesione i inwestycje dokonane w celu wypełnienia obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia, o ile odpowiadają one kosztom i inwestycjom efektywnie działającego i porównywalnego pod względem strukturalnym podmiotu objętego regulacją i o ile są przejrzyste.

Organy regulacyjne mogą wykorzystywać jednostkowe koszty inwestycji, o których mowa w ust. 2, do analizy porównawczej kosztów ponoszonych przez operatorów.

2. Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) co 3 lata sporządza i udostępnia publicznie zbiór wskaźników i odpowiednich wartości odniesienia do porównania jednostkowych kosztów inwestycji – w porównywalnych projektach – związanych z pomiarami, kwantyfikacją, monitorowaniem, raportowaniem, weryfikacją i redukcją emisji metanu, w tym z wycieków, uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodniach.

Odpowiednie organy regulacyjne, o których mowa w ust. 1 oraz odpowiednie podmioty objęte regulacją przekazują ACER wszystkie dane niezbędne do porównania, o którym mowa w akapicie pierwszym niniejszego ustępu.

ROZDZIAŁ 2

WŁAŚCIWE ORGANY I NIEZALEŻNA WERYFIKACJA

Artykuł 4

Właściwe organy

1. Każde państwo członkowskie wyznacza co najmniej jeden właściwy organ odpowiedzialny za monitorowanie i egzekwowanie stosowania niniejszego rozporządzenia.

Państwa członkowskie przekazują Komisji nazwy i dane kontaktowe swoich właściwych organów do dnia 5 lutego 2025 r. Państwa członkowskie niezwłocznie informują Komisję o wszelkich zmianach nazw lub danych kontaktowych swoich właściwych organów.

2. Komisja podaje wykaz właściwych organów do wiadomości publicznej i regularnie go aktualizuje po otrzymaniu od państwa członkowskiego powiadomienia o zmianie.

3. Państwa członkowskie zapewniają, aby właściwe organy utworzyły punkt kontaktowy i miały odpowiednie uprawnienia oraz zasoby do wykonywania zadań określonych w niniejszym rozporządzeniu.

Artykuł 5

Zadania właściwych organów

1. Wykonując swoje zadania, właściwe organy podejmują wszelkie działania niezbędne do zapewnienia zgodności z niniejszym rozporządzeniem.
2. Operatorzy, przedsiębiorstwa, operatorzy kopalni i importerzy zapewniają właściwym organom wszelką pomoc umożliwiającą lub ułatwiającą wykonywanie zadań powierzonych właściwym organom na podstawie niniejszego rozporządzenia, w szczególności w zakresie przedstawienia dokumentacji lub rejestrów, dostępu do zakładów górniczych oraz – w przypadku zakładów górniczych znajdujących się na morzu – transportu do takich zakładów lub z powrotem.
3. Właściwe organy współpracują ze sobą i z Komisją oraz mogą współpracować z organami państw trzecich, w celu zapewnienia zgodności z niniejszym rozporządzeniem. Komisja ustanawia sieć właściwych organów w celu wspierania współpracy, wraz z niezbędnymi uzgodnieniami dotyczącymi wymiany informacji, w szczególności na temat monitorowania, regulowania i zapewniania zgodności i najlepszych praktyk, oraz w celu umożliwienia konsultacji. Punkty kontaktowe utworzone w ramach właściwych organów wspierają te działania.
4. W przypadku gdy sprawozdania mają być podawane do wiadomości publicznej zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, właściwe organy nieodpłatnie udostępniają je publicznie na wyznaczonej stronie internetowej w powszechnie dostępnym formacie, umożliwiającym pobranie i nadającym się do odczytu maszynowego.

W przypadku gdy udostępnienie informacji wstrzymuje się z powodów, o których mowa w art. 4 dyrektywy 2003/4/WE, lub, w stosownych przypadkach, na podstawie prawa Unii dotyczącego ochrony danych osobowych, właściwe organy wskazują rodzaj informacji, które nie zostały udostępnione, wraz z uzasadnieniem.

Artykuł 6

Kontrole

1. Kontrole obejmują opisane w niniejszym artykule rutynowe kontrole operatorów i operatorów kopalni oraz nierutynowe kontrole operatorów, przedsiębiorstw, operatorów kopalni i importerów.
2. Kontrole obejmują, w stosownych przypadkach, kontrole na miejscu lub kontrole w terenie i dotyczą dokumentacji i rejestrów wykazujących zgodność z wymogami niniejszego rozporządzenia, dokumentujących wykrywanie i wyznaczanie emisji metanu oraz wszelkie działania następcze podjęte przez właściwy organ lub w jego imieniu w celu zweryfikowania i wspierania zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia.

W przypadku gdy inspekcja wykaże poważne naruszenie niniejszego rozporządzenia, właściwe organy, w ramach raportu, o którym mowa w ust. 5, wydają wezwanie do podjęcia działań zaradczych przez operatora, przedsiębiorstwo, operatora kopalni lub importera, wyraźnie określając terminy na przeprowadzenie tych działań.

Alternatywnie właściwe organy mogą podjąć decyzję o zleceniu operatorowi, przedsiębiorstwu, operatorowi kopalni lub importerowi, by w ciągu 1 miesiąca od zakończenia kontroli przedłożyli do zatwierdzenia przez właściwe organy zestaw działań zaradczych w celu usunięcia stwierdzonych poważnych naruszeń. Wspomniane działania muszą być uwzględnione w raporcie, o którym mowa w ust. 5.

3. Pierwsza rutynowa kontrola zostanie przeprowadzona do dnia 5 maja 2026 r. Po pierwszej rutynowej kontroli właściwe organy sporządzają programy rutynowych kontroli w oparciu o ocenę ryzyka. Właściwy organ może zdecydować o zakresie i częstotliwości rutynowych kontroli, w oparciu o ocenę zagrożeń związanych z każdym zakładem, takich jak zagrożenie dla środowiska – z uwzględnieniem łącznych skutków zanieczyszczenia wszystkimi emisjami metanu – zagrożenia dla bezpieczeństwa ludzi i dla zdrowia, a także wszelkich zidentyfikowanych naruszeń niniejszego rozporządzenia.

Odstęp między kontrolami nie może przekraczać 3 lat. W przypadku gdy kontrola wykaże poważne naruszenie niniejszego rozporządzenia, kolejną kontrolę przeprowadza się przed upływem 10 miesięcy.

4. Bez uszczerbku dla ust. 3 niniejszego artykułu właściwe organy przeprowadzają nierutynowe kontrole w celu:

- a) zbadania uzasadnionych skarg, o których mowa w art. 7, oraz przypadków niezgodności jak najszybciej po dniu, w którym właściwe organy dowiedziały się o takich skargach lub przypadkach niezgodności, a w każdym razie nie później niż 10 miesięcy po tym dniu;
- b) zapewnienia, gdy właściwe organy uznają to za odpowiednie, aby naprawy wycieków lub wymiany komponentów były przeprowadzane zgodnie z art. 14 oraz aby środki ograniczające emisje były wdrażane zgodnie z art. 18, 22 i 26;
- c) zapewnienia zgodności w przypadku przyznania odstępstwa na podstawie art. 14 ust. 5;
- d) sprawdzenia, w przypadku gdy właściwe organy uznają to za stosowne, przestrzegania niniejszego rozporządzenia przez przedsiębiorstwa i importerów.

5. Po każdej kontroli właściwe organy przygotowują raport zawierający podstawę prawną kontroli, przeprowadzone kroki proceduralne, odpowiednie ustalenia i zalecenia dotyczące dalszych działań operatora, przedsiębiorstwa, operatora kopalni lub importera, wraz z terminami na ich realizację.

W stosownych przypadkach właściwe organy mogą sporządzić jeden raport obejmujący większą liczbę kontroli aktywów, zakładów górniczych lub komponentów tego samego operatora, przedsiębiorstwa, operatora kopalni lub importera, o ile takie rutynowe kontrole zostaną przeprowadzone w tym samym okresie kontrolnym.

Raport przekazuje się do wiadomości odnośnemu operatorowi, przedsiębiorstwu, operatorowi kopalni lub importerowi i podaje do wiadomości publicznej w terminie 2 miesięcy od daty kontroli. W przypadku gdy kontrola została przeprowadzona w wyniku skargi wniesionej zgodnie z art. 7, właściwe organy powiadamiają skarżącego, gdy raport zostaje podany do wiadomości publicznej.

Sprawozdanie jest podawane do wiadomości publicznej przez właściwe organy zgodnie z dyrektywą 2003/4/WE. W przypadku gdy udostępnienie informacji wstrzymuje się z powodów, o których mowa w art. 4 tej dyrektywy, właściwe organy wskazują rodzaj informacji, które nie zostały udostępnione, wraz z uzasadnieniem.

6. W przypadku gdy w raporcie, o którym mowa w ust. 5, stwierdzono, że operator, przedsiębiorstwo, operator kopalni lub importer nie spełnia wymogów niniejszego rozporządzenia, podejmuje on wszelkie niezbędne działania w celu zapewnienia zgodności swojej działalności z niniejszym rozporządzeniem. Działania te podejmowane są niezwłocznie, w terminie określonym przez właściwe organy.

7. Państwa członkowskie mogą zawierać formalne porozumienia z odpowiednimi instytucjami, organami, agencjami lub służbami Unii lub z innymi państwami członkowskimi, lub innymi właściwymi organizacjami międzyrządowymi lub organami publicznymi, jeżeli takie istnieją, dotyczące przekazywania specjalistycznej wiedzy fachowej, by wspierać ich właściwe organy w pełnieniu zadań powierzonych im na podstawie niniejszego artykułu.

Do celów niniejszego ustępu organizacja rządowa lub organ publiczny nie są uznawane za odpowiednie, w przypadku gdy istnieje konflikt interesów, który może zagrażać ich obiektywności.

Artykuł 7

Skargi

1. Każda osoba fizyczna lub prawna może wnieść do właściwych organów pisemną skargę dotyczącą potencjalnego naruszenia niniejszego rozporządzenia przez operatora, przedsiębiorstwo, operatora kopalni lub importera.
2. Skarga musi być należycie uzasadniona i zawierać wystarczające dowody domniemanego naruszenia.
3. W przypadku gdy okaże się, że w skardze nie podano wystarczających dowodów uzasadniających wszczęcie dochodzenia, właściwe organy informują skarżącego w rozsądnym terminie, a w każdym razie nie później niż w ciągu 2 miesięcy od dnia otrzymania skargi, o powodach swojej decyzji dotyczącej niewszczęcia dochodzenia.

Niniejszy ustęp nie ma zastosowania w przypadku, gdy skargi, które nie są wystarczająco uzasadnione, są składane wielokrotnie i z tego powodu właściwe organy uznały je za nadużycie.

4. Bez uszczerbku dla ust. 3 i mających zastosowanie przepisów prawa krajowego, właściwe organy informują skarżącego na bieżąco o działaniach podejmowanych w ramach procedury oraz – w stosownych przypadkach – informują skarżącego o odpowiednich alternatywnych formach dochodzenia roszczeń, takich jak możliwość odwołania się do sądu krajowego lub dowolna inna krajowa lub międzynarodowa procedura dotycząca rozpatrywania skarg.
5. Bez uszczerbku dla mających zastosowanie przepisów prawa krajowego, a także na podstawie porównywalnych procedur właściwe organy ustanawiają i podają do wiadomości publicznej orientacyjne terminy na podjęcie decyzji w sprawie skarg.

Artykuł 8

Działania weryfikacyjne i oświadczenie weryfikacyjne

1. Weryfikatorzy przeprowadzają działania weryfikacyjne, aby ocenić zgodność z wymogami niniejszego rozporządzenia raportów dotyczących wielkości emisji przedkładanych im przez operatorów, przedsiębiorstwa, operatorów kopalń lub importerów. Działania weryfikacyjne obejmują przegląd wszystkich wykorzystanych źródeł danych i metod, aby ocenić ich rzetelność, wiarygodność i dokładność raportów dotyczących wielkości emisji, uwzględniając w szczególności:
 - a) dobór oraz sposób wykorzystania współczynników emisji;
 - b) metody, obliczenia, pobieranie próbek lub rozkład statystyczny prowadzące do określenia emisji metanu;
 - c) wszelkie ryzyko niewłaściwego pomiaru lub raportowania;
 - d) wszelkie systemy kontroli jakości lub zapewniania jakości stosowane przez operatorów, przedsiębiorstwa, operatorów kopalń lub importerów.
2. Podczas przeprowadzania działań weryfikacyjnych, o których mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, weryfikatorzy stosują odpowiednio normy i wymagania techniczne ustanowione zgodnie z art. 32, dotyczące pomiaru, kwantyfikacji i łagodzenia emisji metanu.

Do dnia, w którym, odpowiednio, te normy i wymagania techniczne zostaną zastosowane, do celów działań weryfikacyjnych operatorzy, przedsiębiorstwa, operatorzy kopalń i importerzy, w zależności od przypadku, przekazują weryfikatorom informacje o stosowanych przez siebie normach, w tym normach europejskich lub innych normach międzynarodowych, lub metodach.

Działania weryfikacyjne obejmują także, w odpowiednich przypadkach, zapowiedziane i niezapowiedziane kontrole na miejscu w celu oceny rzetelności, wiarygodności i dokładności wykorzystywanych źródeł danych i metodyki.

3. Działania weryfikacyjne, o których mowa w niniejszym artykule, są dostosowane do europejskich lub innych międzynarodowych norm i metod dla weryfikatorów, jeśli chodzi o jednostki oceniające zgodność i ich działalność, aby ograniczyć obciążenia operatorów, przedsiębiorstwa, operatorów kopalń lub importerów oraz właściwych organów, a także należyście uwzględniają charakter weryfikowanych działań i wytyczne wydane w tym zakresie przez Komisję.
4. Jeżeli po dokonaniu oceny weryfikator stwierdzi z wystarczającą pewnością, że raport dotyczący wielkości emisji spełnia wymogi niniejszego rozporządzenia, wydaje on oświadczenie weryfikacyjne, w którym poświadcza zgodność tego raportu dotyczącego wielkości emisji z wymogami i określają przeprowadzone działania weryfikacyjne.

Weryfikator wydaje oświadczenie weryfikacyjne jedynie w przypadku, gdy rzetelne, wiarygodne i dokładne dane i informacje pozwalają na określenie wielkości emisji metanu z dostateczną pewnością, i pod warunkiem, że zgłoszone dane są zgodne z danymi szacunkowymi, kompletne i spójne.

Jeżeli po dokonaniu oceny weryfikator stwierdzi, że raport dotyczący wielkości emisji nie spełnia wymogów niniejszego rozporządzenia, informuje o tym ustaleniu operatora, przedsiębiorstwo, operatora kopalni lub importera i przekazują mu uzasadnioną informację zwrotną uwzględniającą uznane normy. Operator, przedsiębiorstwo, operator kopalni lub importer niezwłocznie i w terminie wyznaczonym przez weryfikatora przedkładają weryfikatorowi poprawiony raport dotyczący wielkości emisji.

5. Operatorzy, przedsiębiorstwa, operatorzy kopalń i importerzy zapewniają weryfikatorom wszelką niezbędną pomoc umożliwiającą lub ułatwiającą wykonywanie działań weryfikacyjnych, w szczególności w zakresie dostępu do zakładu górniczego i przedstawiania dokumentacji lub rejestrów.

Artykuł 9

Niezależność i akredytacja lub upoważnienie weryfikatorów

1. Weryfikatorzy są niezależni od operatorów, przedsiębiorstw, operatorów kopalń i importerów, a działania weryfikacyjne wymagane na podstawie niniejszego rozporządzenia prowadzą w interesie publicznym. W związku z tym weryfikatorzy ani żadna część tego samego podmiotu prawnego nie mogą być operatorem, przedsiębiorstwem, operatorem kopalni ani importerem oraz nie może być właścicielem ani własnością operatora, przedsiębiorstwa, operatora kopalni ani importera.

Weryfikatorzy nie mogą mieć takich powiązań z operatorami przedsiębiorstwami, operatorami kopalni ani importerami, które mogłyby wpływać na ich niezależność i bezstronność.

2. Weryfikatorzy będący osobami prawnymi są akredytowani przez krajową jednostkę akredytującą na podstawie rozporządzenia (WE) nr 765/2008.

W przypadku gdy w niniejszym rozporządzeniu nie ustanowiono szczegółowych przepisów dotyczących akredytacji weryfikatorów, zastosowanie ma rozporządzenie (WE) nr 765/2008.

3. Państwa członkowskie mogą podejmować decyzje o upoważnieniu osób fizycznych do pełnienia roli weryfikatorów do celów niniejszego rozporządzenia. Upoważnienia takim weryfikatorom udziela organ krajowy odrębny od krajowej jednostki akredytującej wyznaczonej na podstawie art. 4 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 765/2008.

4. W przypadku gdy państwo członkowskie zdecyduje o zastosowaniu ust. 3, zapewnia ono, aby organ krajowy przestrzegał niniejszego rozporządzenia, oraz przedstawia Komisji i pozostałym państwom członkowskim pełną dokumentację niezbędną do weryfikacji kompetencji weryfikatorów, którym udziela się upoważnienia na podstawie tego ustępu.

Artykuł 10

Wykorzystywanie i wymiana informacji

1. Wykonując swoje zadania i uprawnienia na mocy niniejszego rozporządzenia, Komisja, właściwe organy i weryfikatorzy uwzględniają informacje podawane do wiadomości publicznej przez Międzynarodowe Obserwatorium Emisji Metanu (IMEO) lub Partnerstwo w zakresie metanu w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego (OGMP) lub inne odpowiednie dostępne na szczeblu międzynarodowym informacje, w szczególności informacje dotyczące:

- a) gromadzenia danych dotyczących emisji metanu zgodnie z właściwymi metodami statystycznymi;
- b) weryfikacji i walidacji metod i procesów statystycznych stosowanych przez branżę do kwantyfikacji danych dotyczących emisji metanu;
- c) opracowania metod agregacji i analizy danych zgodnie z dobrą praktyką naukową i statystyczną w celu zapewnienia wyższego poziomu dokładności szacunków dotyczących emisji metanu wraz z odpowiednim scharakteryzowaniem niepewności;
- d) publikacji zagregowanych przekazanych danych w podziale na podstawowe źródła i poziom sprawozdawczości, sklasyfikowanych, o ile takie informacje są dostępne, według aktywów eksploatowanych i nieeksploatowanych, zgodnie z wymogami dotyczącymi konkurencji i poufności;
- e) informowania o stwierdzeniu poważnych rozbieżności między źródłami danych, by przyczynić się do tworzenia solidniejszych metod naukowych;
- f) informowania o zdarzeniach powodujących nieproporcjonalnie wysokie emisje stwierdzonych dzięki systemowi wczesnego wykrywania i ostrzegania.

2. Komisja przekazuje IMEO publicznie dostępne dane dotyczące emisji metanu, które uzna za istotne, udostępnione jej przez właściwe organy zgodnie z niniejszym rozporządzeniem.

ROZDZIAŁ 3

EMISJE METANU W SEKTORZE ROPY NAFTOWEJ I GAZU

Artykuł 11

Zakres stosowania

Niniejszy rozdział ma zastosowanie do działalności, o której mowa w art. 1 ust. 2 lit. a), b) i c).

Artykuł 12

Monitorowanie i raportowanie

1. Do dnia 5 sierpnia 2025 r. operatorzy przedkładają właściwym organom raport przedstawiający kwantyfikację emisji metanu na poziomie źródła oszacowaną za pomocą co najmniej ogólnych współczynników emisji w odniesieniu do wszystkich źródeł. Raport ten może przedstawiać kwantyfikację emisji metanu na poziomie źródła zgodnie z wymogami określonymi w ust. 2 w odniesieniu do niektórych lub wszystkich źródeł.

2. Operatorzy i przedsiębiorstwa mający siedzibę w Unii przedkładają właściwym organom państwa członkowskiego, w którym znajduje się dany składnik aktywów, raport zawierający kwantyfikację emisji metanu na poziomie źródła:

- a) do dnia 5 lutego 2026 r. w odniesieniu do aktywów eksploatowanych; oraz
- b) do dnia 5 lutego 2027 r. w odniesieniu do aktywów nieeksploatowanych, jeśli aktywa te nie zostały ujęte w raporcie, o którym mowa w lit. a).

W przypadku gdy pomiar bezpośredni nie jest możliwy, w raportach wykorzystuje się szczególne współczynniki emisji oparte na kwantyfikacji lub pobieraniu próbek na poziomie źródła.

3. Operatorzy i przedsiębiorstwa mający siedzibę w Unii przedkładają właściwym organom państwa członkowskiego, w którym znajduje się dany składnik aktywów, raport przedstawiający kwantyfikację emisji metanu na poziomie źródła, uzupełniony pomiarami emisji metanu na poziomie zakładu, by umożliwić ocenę i porównanie szacunków emisji na poziomie źródła, zagregowanych w podziale na zakłady górnicze:

- a) do dnia 5 lutego 2027 r., a następnie do dnia 31 maja każdego roku, w odniesieniu do aktywów eksploatowanych; oraz
- b) do dnia 5 sierpnia 2028 r., a następnie do dnia 31 maja każdego roku, w odniesieniu do aktywów nieeksploatowanych, jeśli aktywa te nie zostały ujęte w raporcie, o którym mowa w lit. a).

Przed przedłożeniem raportów właściwym organom operatorzy i przedsiębiorstwa zapewniają, aby raporty te zostały ocenione przez weryfikatora i zawierały oświadczenie weryfikacyjne wydane zgodnie z art. 8.

4. Raporty przewidziane w niniejszym artykule obejmują ostatni dostępny okres roku kalendarzowego i zawierają co najmniej następujące informacje:

- a) rodzaj i lokalizacja źródeł emisji;
- b) szczegółowe dane dla każdego rodzaju źródła emisji, podane w tonach metanu i w tonach ekwiwalentu CO₂, z wykorzystaniem współczynników globalnego ocieplenia określonych w szóstym raporcie oceniającym Międzynarodowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC);
- c) szczegółowe informacje na temat metod kwantyfikacji;
- d) łączną emisję metanu z aktywów eksploatowanych;
- e) udział we własności oraz emisje metanu z aktywów nieeksploatowanych pomnożone przez udział we własności;
- f) wykaz podmiotów sprawujących kontrolę operacyjną nad aktywami nieeksploatowanymi.

Komisja, w drodze aktów wykonawczych, określa wzór raportu na potrzeby raportów przewidzianych w niniejszym artykule, uwzględniając już istniejące sprawozdania dotyczące wykazu krajowego oraz najnowsze wytyczne techniczne i wzory raportów. Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą doradczą, o której mowa w art. 35 ust. 2.

Do czasu przyjęcia odpowiednich aktów wykonawczych operatorzy i przedsiębiorstwa korzystają z wytycznych technicznych i wzorów raportów OGMP 2.0 w odniesieniu do działalności, stosownie do przypadku, w sektorze upstream, midstream i downstream.

5. Pomiary i kwantyfikacje, o których mowa w niniejszym artykule, przeprowadza się zgodnie z normami i wymaganiami technicznymi, stosownie do przypadku, ustanowionymi zgodnie z art. 32. Do dnia rozpoczęcia stosowania tych norm lub wymagań technicznych operatorzy i przedsiębiorstwa stosują najnowocześniejsze praktyki branżowe i do pomiaru i kwantyfikacji emisji metanu wykorzystują najlepsze dostępne technologie. W tym kontekście, operatorzy i przedsiębiorstwa, mający siedzibę w Unii, mogą do tych celów korzystać z najnowszych wytycznych technicznych OGMP 2.0 zatwierdzonych do dnia 4 sierpnia 2024 r.

Operatorzy i przedsiębiorstwa przekazują właściwym organom i weryfikatorom informacje na temat norm, w tym norm europejskich lub innych norm międzynarodowych, lub stosowanych metod.

6. Operatorzy i przedsiębiorstwa, mający siedzibę w Unii, porównują kwantyfikację emisji metanu na poziomie źródła z pomiarami emisji metanu na poziomie zakładu. Jeżeli istnieją statystycznie istotne rozbieżności między kwantyfikacją na poziomie źródła a pomiarem emisji metanu na poziomie zakładu, operatorzy i przedsiębiorstwa:

- a) niezwłocznie powiadamiają o tym właściwe organy przed końcem okresu sprawozdawczego;
- b) jak najszybciej przeprowadzają proces uzgadniania i, nie później niż w następnym okresie sprawozdawczym, informują właściwy organ o wynikach procesu uzgadniania, przedstawiając wszelkie niezbędne dowody i dokumenty potwierdzające.

W procesie uzgadniania bada się możliwe przyczyny rozbieżności, w tym co najmniej dokładność i adekwatność technologii i metod stosowanych do kwantyfikacji na poziomie źródła i pomiaru emisji metanu na poziomie zakładu górniczego lub wszelkie niepewności danych w wynikach powstałe wskutek wybranych metod, technologii lub ekstrapolacji wyników.

Do celów procesu uzgadniania operatorzy i przedsiębiorstwa rozważają przeprowadzenie dodatkowych kwantyfikacji na poziomie źródła lub pomiarów na poziomie zakładu, aby dostarczyć dowodów niezbędnych do wyjaśnienia przyczyn rozbieżności. W oparciu o wyniki procesu uzgadniania operatorzy i przedsiębiorstwa w stosownych przypadkach korygują wartości liczbowe w kwantyfikacji na poziomie źródła lub w pomiarach na poziomie zakładu.

Jeżeli właściwe organy uznają, że informacje dostarczone przez operatora lub przedsiębiorstwo zgodnie z lit. b) akapitu pierwszego nie wyjaśniają odpowiednio przyczyn rozbieżności, właściwe organy mogą zwrócić się do operatora lub przedsiębiorstwa o dostarczenie dodatkowych informacji lub o podjęcie dodatkowych działań.

7. W przypadku gdy informacje są poufne zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/943⁽²⁴⁾, odnośni operatorzy i przedsiębiorstwa wskazują w raporcie rodzaj informacji, które nie zostały ujawnione, wraz z uzasadnieniem.

8. Właściwe organy udostępniają opinii publicznej i Komisji raporty, o których mowa w niniejszym artykule, zgodnie z art. 5 ust. 4 w terminie 3 miesięcy od ich złożenia przez odpowiednich operatorów lub przedsiębiorstwa.

Artykuł 13

Ogólne obowiązki w zakresie ograniczania emisji

Operatorzy podejmują wszelkie odpowiednie środki ograniczające emisje w celu zapobieżenia emisjom metanu i ich zminimalizowania w ramach prowadzonej przez siebie działalności.

⁽²⁴⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/943 z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie ochrony niejawnego know-how i niejawnych informacji handlowych (tajemnic przedsiębiorstwa) przed ich bezprawnym pozyskiwaniem, wykorzystywaniem i ujawnianiem (Dz.U. L 157 z 15.6.2016, s. 1).

Artykuł 14

Wykrywanie i naprawa wycieków

1. Do dnia 5 maja 2025 r. w odniesieniu do istniejących zakładów górniczych i w ciągu 6 miesięcy od daty uruchomienia nowych zakładów górniczych operatorzy przedłożą właściwym organom program wykrywania wycieków i naprawy (zwany dalej „programem LDAR”).

Program LDAR zawiera szczegółowy opis badań LDAR i działań, wraz z ich szczegółowymi harmonogramami, które należy przeprowadzić zgodnie z niniejszym artykułem, załącznikiem I część 1 i 2 oraz mającymi zastosowanie odpowiednimi normami i wymaganiami technicznymi ustanowionymi zgodnie z art. 32. W przypadku wprowadzenia jakichkolwiek zmian w programie LDAR operatorzy jak najszybciej przedkładają właściwym organom zaktualizowany program.

Do dnia rozpoczęcia stosowania norm lub wymagań technicznych ustanowionych zgodnie z art. 32 operatorzy stosują najnowocześniejsze praktyki branżowe i wykorzystują do badań LDAR najlepsze technologie dostępne na rynku. Operatorzy przekazują właściwym organom i weryfikatorom informacje na temat norm, w tym norm międzynarodowych, lub stosowanych metod.

Właściwe organy mogą zażądać od operatora zmiany programu LDAR z uwzględnieniem wymogów niniejszego rozporządzenia.

2. Operatorzy rozpoczynają pierwsze badanie LDAR typu 2 w odniesieniu do wszystkich komponentów, za które są odpowiedzialni zgodnie z programem LDAR, jak najszybciej począwszy od dnia 4 sierpnia 2024 r.

W każdym przypadku operatorzy przeprowadzają pierwsze badanie LDAR typu 2 w odniesieniu do istniejących zakładów górniczych do dnia 5 sierpnia 2025 r. Bez uszczerbku dla częstotliwości badań, jaką ustalono w załączniku I część 1, operatorzy mogą uznawać badania LDAR typu 2 przeprowadzone między dniem 3 sierpnia 2022 r. a dniem 4 sierpnia 2024 r. za pierwsze badanie LDAR typu 2.

W ciągu 9 miesięcy od daty uruchomienia nowych zakładów górniczych operatorzy przeprowadzają zgodnie z programem LDAR pierwsze badanie LDAR typu 2 w odniesieniu do wszystkich komponentów, za które są odpowiedzialni.

Po przeprowadzeniu pierwszego badania LDAR typu 2 operatorzy przeprowadzają badania LDAR typu 1 i 2 z następującą częstotliwością:

- a) w odniesieniu do komponentów naziemnych i podziemnych, z wyłączeniem sieci dystrybucyjnych i przesyłowych – zgodnie z minimalną częstotliwością określoną w załączniku I część 1 pkt 1;
- b) w odniesieniu do komponentów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych – zgodnie z minimalną częstotliwością określoną w załączniku I część 1 pkt 2;
- c) w odniesieniu do wszystkich komponentów morskich – zgodnie z minimalną częstotliwością określoną w załączniku I część 1 pkt 3;
- d) w odniesieniu do wszystkich pozostałych komponentów – zgodnie z minimalną częstotliwością określoną w załączniku I część 1 pkt 4.

3. Bez uszczerbku dla obowiązku przeprowadzania badań LDAR typu 2 zgodnie z niniejszym artykułem, jeśli wymagane jest badanie LDAR typu 1, operatorzy mogą zdecydować się na przeprowadzenie badania LDAR typu 2 zamiast badania LDAR typu 1.

4. W ramach badań LDAR operatorzy mogą wykorzystywać zaawansowane technologie wykrywania, pod warunkiem że:

- a) właściwe organy zatwierdzą ich stosowanie w kontekście programu LDAR;
- b) pomiaru dokonuje się na poziomie każdego pojedynczego potencjalnego źródła emisji; oraz
- c) technologie te spełniają wymogi określone w ust. 7 i 8 oraz w załączniku I część 2.

5. Na zasadzie odstępstwa od ust. 2 akapit czwarty niniejszego artykułu, jeżeli operatorzy, którzy produkują lub przetwarzają ropę naftową lub gaz ziemny, przedstawią – oparte na pomiarach z ostatnich pięciu lat, które zostały zgłoszone przez tych operatorów zgodnie z art. 12 i ocenione przez weryfikatora – dowody, z których wynika, że wycieki występują w mniej niż 1 % wszystkich ich komponentów i podkomponentów w każdym zakładzie górniczym oraz że zagregowane emisje metanu związane z tymi wyciekami stanowią mniej niż 0,08 % całkowitej objętości gazu lub 0,015 % całkowitej masy przetworzonej lub wydobytej ropy naftowej, w odniesieniu do komponentów w zakładach górniczych, w których nie stwierdzono wycieków, można zastosować różną częstotliwość badań LDAR z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez właściwe organy i pod warunkiem że:

- a) w przypadku wszystkich komponentów w miejscach przetwarzania – badania LDAR typu 1 przeprowadza się co najmniej raz na 12 miesięcy;
- b) w przypadku co najmniej 25 % wszystkich komponentów w miejscach przetwarzania – badania LDAR typu 2 przeprowadza się co 12 miesięcy, a kontrolę wszystkich komponentów – co 48 miesięcy;
- c) w przypadku wszystkich komponentów w miejscach produkcji – badania LDAR typu 1 przeprowadza się co najmniej raz na 36 miesięcy;
- d) w przypadku wszystkich komponentów w miejscach produkcji – badania LDAR typu 2 przeprowadza się co najmniej raz na 60 miesięcy;

Jeżeli badania LDAR przeprowadzone zgodnie z akapitem pierwszym niniejszego ustępu wykażą, że wycieki występują w co najmniej 1 % wszystkich komponentów i podkomponentów w każdym zakładzie górniczym lub łączne emisje metanu związane z tymi wyciekami stanowią ponad 0,08 % całkowitej objętości gazu lub 0,015 % całkowitej masy przetworzonej lub wydobytej ropy naftowej, w odniesieniu do danego zakładu górniczego operator podlega obowiązkom określonym w ust. 2.

Właściwy organ powiadamia Komisję o odstępstwach przyznanych na podstawie niniejszego ustępu i przeprowadza nierutynowe kontrole, o których mowa w art. 6 ust. 4.

6. Badania LDAR przeprowadza się przy użyciu urządzeń wykrywających umożliwiających stwierdzenie wycieku dla każdego rodzaju elementu jak następuje:

- a) w przypadku komponentów znajdujących się nad ziemią i nad poziomem morza: jak najbliżej każdego pojedynczego potencjalnego źródła emisji;
- b) w przypadku komponentów podziemnych: najpierw na styku między ziemią a atmosferą, a w przypadku wykrycia wycieku, jak określono w akcie wykonawczym przyjętym zgodnie z ust. 7 dodatkowo jak najbliżej źródła emisji;
- c) w przypadku komponentów morskich znajdujących się poniżej poziomu morza lub dna morskiego: z zastosowaniem najlepszych technik wykrywania dostępnych na rynku.

7. Do dnia 5 sierpnia 2025 r. Komisja w drodze aktu wykonawczego określi:

- a) minimalne granice wykrywalności i techniki wykrywania mające zastosowanie do różnych urządzeń wykrywających, wykorzystywane w celu spełnienia wymogów dotyczących wszystkich komponentów określonych w ust. 8;
- b) progi mające zastosowanie do pierwszego etapu badań LDAR, które mają być stosowane w celu spełnienia wymogów dotyczących elementów podziemnych określonych w ust. 8.

Te minimalne granice wykrywalności, techniki i progi ustalane są na podstawie najlepszych dostępnych technologii i najlepszych dostępnych technik wykrywania, z uwzględnieniem różnych rodzajów komponentów i badań LDAR. Ten akt wykonawczy przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 35 ust. 3.

Do czasu przyjęcia tego aktu wykonawczego, aby spełnić wymogi określone w ust. 8, operatorzy stosują najlepsze dostępne technologie i najlepsze dostępne techniki wykrywania, zgodnie ze specyfikacjami producenta dotyczącymi eksploatacji i konserwacji.

8. Operatorzy naprawiają lub wymieniają wszystkie elementy, co do których stwierdzono – stosując urządzenia wykrywające zgodnie ze specyfikacjami producenta dotyczącymi eksploatacji i konserwacji – że w standardowych warunkach temperatury i ciśnienia emitują metan na następujących poziomach:

- a) w badaniu LDAR typu 1: stężenie metanu wynoszące 7 000 części na milion (objętościowo) lub 17 gramów metanu na godzinę;
- b) w badaniu LDAR typu 2:
 - (i) stężenie metanu wynoszące 500 części na milion (objętościowo) lub 1 gram metanu na godzinę w odniesieniu do komponentów naziemnych i komponentów morskich znajdujących się nad poziomem morza;

(ii) stężenie metanu wynoszące 1 000 części na milion (objętościowo) lub 5 gramów metanu na godzinę w drugim etapie badań LDAR w odniesieniu do elementów podziemnych;

(iii) stężenie metanu wynoszące 7 000 części na milion (objętościowo) lub 17 gramów metanu na godzinę w odniesieniu do komponentów morskich poniżej poziomu morza lub dna morskiego.

9. Naprawa lub wymiana części, o których mowa w ust. 8, odbywa się natychmiast po wykryciu. Jeżeli naprawa nie może zostać przeprowadzona natychmiast po wykryciu, próbę naprawy należy podjąć jak najszybciej, nie później jednak niż w ciągu 5 dni po wykryciu, i zakończyć w ciągu 30 dni od wykrycia.

W przypadku gdy operator może wykazać, że naprawa lub wymiana nie zakończą się powodzeniem lub nie będą możliwe w ciągu 5 dni – w ramach pierwszej próby – lub w przypadku gdy operator przewiduje, że pełna naprawa nie będzie możliwa w ciągu 30 dni ze względów bezpieczeństwa, względów administracyjnych lub technicznych, nie później niż 12 dni od daty wykrycia powiadamia on o tym właściwe organy, przedstawiając im na to stosowne dowody wraz z harmonogramem napraw i monitorowania, zawierającym co najmniej elementy określone w załączniku II.

Te harmonogramy napraw i monitorowania zawierają wszystkie niezbędne dowody usprawiedliwiające opóźnienia. Harmonogramy zapewniają minimalizację wpływu na środowisko, przy jednoczesnym poszanowaniu odpowiednich względów bezpieczeństwa oraz względów administracyjnych i technicznych. Właściwe organy mogą zażądać od operatora zmiany harmonogramów napraw i monitorowania z uwzględnieniem wymogów niniejszego rozporządzenia. W każdym przypadku naprawy lub wymiany dokonuje się tak szybko, jak to możliwe.

Operatorzy muszą priorytetowo traktować naprawy większych wycieków.

Podczas naprawy lub wymiany, o których mowa w niniejszym ustępie, stosuje się najlepsze dostępne na rynku technologie zapewniające długoterminową ochronę przed wyciekami w przyszłości.

Względy bezpieczeństwa oraz względy administracyjne i techniczne, o których mowa w niniejszym ustępie, ograniczają się do:

- a) bezpieczeństwa pracowników i innych osób znajdujących się w pobliżu wykrytego wycieku;
- b) wszelkich niekorzystnych skutków dla środowiska, jeśli operator jest w stanie wykazać, że skutki te byłyby większe niż korzyści dla środowiska, np. gdyby naprawa mogła prowadzić do wyższego ogólnego poziomu emisji metanu niż miałyby to miejsce w przypadku braku naprawy;
- c) dostępu do komponentu, w tym zaplanowanej konserwacji, wymogów dotyczących procesu wydawania pozwoleń lub wymaganych zezwoleń administracyjnych;
- d) niedostępności części zamiennych niezbędnych do naprawy komponentu lub niedostępności komponentów zamiennych; oraz
- e) znacznego pogorszenia się sytuacji w zakresie dostaw gazu, mogącej doprowadzić do jednego ze stanów kryzysowych, o których mowa w art. 11 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 ⁽²⁵⁾.

10. W przypadku gdy zastosowanie ma co najmniej jeden z warunków określonych w ust. 9 akapit szósty lit. a)–e), a naprawa lub wymiana wymagają wyłączenia systemu, operatorzy minimalizują wyciek w ciągu 24 godzin od jej wykrycia i naprawiają ją do końca kolejnego zaplanowanego wyłączenia systemu lub w terminie jednego roku, w zależności od tego, co nastąpi wcześniej, chyba że istnieje wysokie prawdopodobieństwo, iż przeprowadzenie naprawy wcześniej doprowadzi do sytuacji, w której ilość metanu uwolnionego do atmosfery w trakcie działań naprawczych będzie znacznie wyższa niż ilość metanu, który wyciekłby w przypadku braku naprawy, lub można się spodziewać, że przeprowadzenie naprawy wcześniej zagrazi bezpieczeństwu dostaw w małych systemach połączonych zdefiniowanych w dyrektywie (UE) 2019/944.

Operator niezwłocznie przedstawia właściwym organom wszelkie niezbędne dowody uzasadniające jego decyzję o opóźnieniu naprawy.

⁽²⁵⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz.U. L 280 z 28.10.2017, s. 1).

Decyzja o opóźnieniu naprawy ze względów bezpieczeństwa, względów administracyjnych i technicznych podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy i zostaje włączona do harmonogramów napraw i monitorowania. Właściwe organy mogą zażądać od odnośnego operatora zmiany harmonogramów napraw i monitorowania z uwzględnieniem wymogów niniejszego rozporządzenia.

11. Operatorzy niezwłocznie ustanawiają, przechowują i udostępniają w całości właściwym organom rejestr wszystkich decyzji o opóźnieniu naprawy zgodnie z niniejszym artykułem, w tym wszelkie niezbędne dowody uzasadniające każdą decyzję oraz odnośne harmonogramy napraw i monitorowania.

12. Niezależnie od ust. 2 operatorzy przeprowadzają badanie komponentów, w których:

- a) podczas jednego z poprzednich badań LDAR stwierdzono emisję metanu na poziomie równym progom określonym w ust. 8 w standardowych warunkach temperatury i ciśnienia, lub powyżej tych progów – natychmiast po naprawie przeprowadzonej na podstawie ust. 9, i nie później niż 45 dni po niej, aby zapewnić, że zakończyła się ona powodzeniem; oraz
- b) stwierdzono emisję metanu na poziomie poniżej progów określonych w ust. 8 w standardowych warunkach temperatury i ciśnienia – nie później niż 3 miesiące po wykryciu emisji, aby co najmniej raz sprawdzić, czy wielkość emisji metanu uległa zmianie i czy konieczna jest naprawa.

W przypadku stwierdzenia wyższego ryzyka dla bezpieczeństwa lub wyższego ryzyka emisji metanu właściwe organy mogą zalecić zwiększenie częstotliwości badań LDAR w odniesieniu do odpowiednich komponentów.

13. Bez uszczerbku dla obowiązków sprawozdawczych na podstawie ust. 14 operatorzy dokumentują wszystkie zidentyfikowane wycieki, niezależnie od ich wielkości, i regularnie przeprowadzają badania tych wycieków oraz zapewniają ich naprawę zgodnie z ust. 9.

Operatorzy przechowują tę dokumentację przez co najmniej 10 lat i na żądanie przekazują stosowne informacje właściwym organom.

14. Co roku operatorzy przedkładają właściwym organom państwa członkowskiego, w którym znajdują się odnośne aktywa, wszystkie harmonogramy napraw i monitorowania oraz raport, w którym podsumowują wyniki wszystkich badań LDAR przeprowadzonych w ciągu poprzedniego roku.

Właściwe organy mogą zażądać od operatorów zmiany sprawozdania lub harmonogramów napraw i monitorowania z uwzględnieniem wymogów niniejszego rozporządzenia.

15. Operatorzy mogą delegować każde z zadań określonych w niniejszym artykule. Delegowane zadania nie wpływają na obowiązki operatorów ani na skuteczność nadzoru sprawowanego przez właściwe organy.

16. Państwa członkowskie zapewniają, aby dostawcy usług LDAR i operatorzy mieli dostęp do systemów certyfikacji, akredytacji lub równoważnych systemów kwalifikacji, w tym odpowiednich programów szkoleniowych, w odniesieniu do badań LDAR.

17. Bez uszczerbku dla dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/56/WE⁽²⁶⁾ i 2013/30/UE⁽²⁷⁾, właściwe organy mogą podjąć decyzję o zwolnieniu z wymogów niniejszego artykułu morskich komponentów naftowych i gazowych znajdujących się na ich terytorium na głębokości poniżej 700 metrów pod wodą, jeżeli dany operator jest w stanie przedstawić solidne dowody na to, że wpływ potencjalnych emisji metanu z tych komponentów na klimat jest najprawdopodobniej znikomy.

Artykuł 15

Ograniczenia dotyczące uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni

1. Zakazuje się uwalniania do atmosfery z wyjątkiem okoliczności przewidzianych w niniejszym artykule. Zakazuje się rutynowego spalania gazu w pochodni.
2. Uwalnianie do atmosfery lub spalanie gazu w pochodni jest dozwolone jedynie w przypadku sytuacji nadzwyczajnej lub awarii.

⁽²⁶⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/56/WE z dnia 17 czerwca 2008 r. ustanawiająca ramy działań Wspólnoty w dziedzinie polityki środowiska morskiego (dyrektywa ramowa w sprawie strategii morskiej) (Dz.U. L 164 z 25.6.2008, s. 19).

⁽²⁷⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/30/UE z dnia 12 czerwca 2013 r. w sprawie bezpieczeństwa działalności związanej ze złożami ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarach morskich oraz zmiany dyrektywy 2004/35/WE (Dz.U. L 178 z 28.6.2013, s. 66).

3. Niezależnie od ust. 2 uwalnianie do atmosfery lub spalanie gazu w pochodni jest dozwolone, w przypadku gdy jest to nieuniknione i absolutnie niezbędne oraz z zastrzeżeniem obowiązków sprawozdawczych określonych w art. 16.

Uwalnianie do atmosfery i spalanie gazu w pochodni uznaje się za nieuniknione i absolutnie niezbędne w następujących szczególnych sytuacjach, w których uwalniania do atmosfery lub spalania gazu w pochodni, w zależności od przypadku, nie można całkowicie wyeliminować lub jest ono konieczne ze względów bezpieczeństwa:

- a) podczas normalnej eksploatacji urządzeń pneumatycznych, sprężarek, zbiorników magazynowych o ciśnieniu atmosferycznym, urządzeń do pobierania próbek i urządzeń pomiarowych oraz uszczelnień gazodynamicznych lub innych komponentów przeznaczonych do uwalniania do atmosfery, pod warunkiem że urządzenia te spełniają normy lub wymagania techniczne ustanowione zgodnie z art. 32 oraz są odpowiednio konserwowane, by zminimalizować utratę metanu;
- b) w celu usunięcia lub oczyszczenia odwiertu z cieczy do ciśnienia atmosferycznego;
- c) podczas pomiaru lub pobierania próbek ze zbiornika magazynowego lub innego zbiornika niskociśnieniowego, pod warunkiem że zbiorniki te spełniają normy lub wymagania techniczne ustanowione zgodnie z art. 32;
- d) podczas przeładunku cieczy ze zbiornika magazynowego lub innego zbiornika niskociśnieniowego do pojazdu transportowego, pod warunkiem że zbiorniki te spełniają normy lub wymagania techniczne ustanowione zgodnie z art. 32;
- e) podczas naprawy, konserwacji, procedur testowych i wycofywania z eksploatacji, w tym przedmuchiwania i obniżania ciśnienia w sprężce w celu przeprowadzenia napraw i konserwacji;
- f) podczas testowania głowicy rurowej;
- g) podczas testowania wycieków z pakera;
- h) podczas testów produkcyjnych trwających krócej niż 24 godziny;
- i) w przypadku gdy gaz nie spełnia wymagań jakościowych umożliwiających oddanie go do rurociągu zbiorczego, pod warunkiem że operator analizuje próbki metanu dwa razy w tygodniu w celu ustalenia, czy wymagania jakościowe zostały osiągnięte, i kieruje gaz do rurociągu zbiorczego, gdy tylko zapewnione zostaną wymagania jakościowe gazu;
- j) podczas oddawania rurociągów, sprzętu lub obiektów do eksploatacji, jedynie przez okres niezbędny do usunięcia z rurociągu lub sprzętu wprowadzonych zanieczyszczeń;
- k) podczas tłokowania rurociągów, wydmuchu w celu naprawy, wycofywania z eksploatacji lub oczyszczania rurociągu w celu naprawy lub konserwacji i jedynie wówczas, gdy gaz nie może zostać zatrzymany ani nie można go przekierować do nienaruszonej części rurociągu.

4. W przypadku gdy uwalnianie do atmosfery jest dozwolone na podstawie ust. 2 i 3, operatorzy uwalniają metan do atmosfery wyłącznie wówczas, gdy spalanie gazu w pochodni jest technicznie niewykonalne z powodu braku palności lub niemożności podtrzymania płomienia, gdy stwarza zagrożenie dla bezpieczeństwa prowadzonej działalności lub personelu lub w przypadku, gdy miałyby to gorsze skutki dla środowiska pod względem emisji. W takiej sytuacji, w ramach obowiązków sprawozdawczych określonych w art. 16, operatorzy powiadamiają właściwe organy o konieczności zastosowania uwalniania do atmosfery zamiast spalania gazu w pochodni i dostarczają dowody tej konieczności.

5. Urządzenia uwalniające do atmosfery zastępuje się bezemisyjnymi urządzeniami alternatywnymi, jeżeli są one dostępne na rynku i jeżeli spełniają ustanowione na mocy art. 32 normy lub wymagania techniczne dotyczące komponentów przeznaczonych do uwalniania do atmosfery.

6. Oprócz warunków określonych w ust. 2 i 3 spalanie gazu w pochodni jest dozwolone, jedynie w przypadku, gdy ponowne zatłoczenie gazu, wykorzystanie go na miejscu, magazynowanie go do późniejszego wykorzystania albo wysłanie na rynek nie jest wykonalne z przyczyn innych niż względy ekonomiczne. W takiej sytuacji, w ramach obowiązków sprawozdawczych określonych w art. 16, operatorzy muszą udowodnić właściwym organom konieczność zastosowania spalania gazu w pochodni zamiast ponownego zatłoczenia gazu, wykorzystania go na miejscu, magazynowania go do późniejszego wykorzystania albo wysłania na rynek.

7. Jeżeli zakład górniczy jest budowany, wymieniany lub modernizowany w całości, operatorzy instalują i wykorzystują wyłącznie dostępne na rynku bezemisyjne urządzenia pneumatyczne, sprężarki, zbiorniki magazynowe o ciśnieniu atmosferycznym, urządzenia do pobierania próbek i urządzenia pomiarowe oraz uszczelnienia gazodynamiczne. Jeżeli zakład górniczy jest wymieniany lub modernizowany częściowo, operatorzy instalują i wykorzystują w tej części wyłącznie dostępne na rynku bezemisyjne urządzenia pneumatyczne, sprężarki, zbiorniki ciśnieniowe o ciśnieniu atmosferycznym, urządzenia do pobierania próbek i pomiaru oraz uszczelnienia gazu suchego.

8. Operatorzy niezwłocznie, a w każdym razie nie później niż w dniu 5 lutego 2026 r. w odniesieniu do istniejących obiektów i nie później niż 12 miesięcy od daty uruchomienia nowych obiektów, zapewniają zgodność z niniejszym artykułem. W przypadku gdy operatorzy nie są w stanie osiągnąć pełnej zgodności z niniejszym artykułem z powodu wyjątkowego opóźnienia spowodowanego koniecznością uzyskania pozwolenia lub innego zezwolenia administracyjnego od odpowiednich organów lub z powodu niedostępności urządzeń przeznaczonych do uwalniania do atmosfery lub do spalania gazu w pochodni, przekazują oni właściwym organom szczegółowy harmonogram osiągnięcia zgodności. Harmonogram ten zawiera wystarczające dowody spełnienia warunków ustanowionych w niniejszym ustępie. Właściwe organy mogą zażądać wprowadzenia zmian w tym harmonogramie.

Artykuł 16

Zgłaszanie zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i spalaniem gazu w pochodni

1. Operatorzy powiadamiają właściwe organy o wszystkich zdarzeniach związanych z uwalnianiem do atmosfery i zdarzeniach związanych ze spalaniem gazu w pochodni:

- a) spowodowanych sytuacją nadzwyczajną lub awarią; lub
- b) trwających łącznie co najmniej 8 godzin w ciągu 24-godzinnego okresu od wystąpienia pojedynczego zdarzenia.

Powiadomienia, o którym mowa w akapicie pierwszym, dokonuje się niezwłocznie po zdarzeniu i najpóźniej w ciągu 48 godzin od rozpoczęcia zdarzenia lub od chwili, w której operator dowiedział się o nim, zgodnie z elementami określonymi w załączniku III.

Na zasadzie odstępstwa od akapitu pierwszego w raporcie rocznym zgłasza się kontrolowane spalanie gazu w pochodni, które ma miejsce podczas wyłączania.

2. W ramach odpowiednich raportów, o których mowa w art. 12, operatorzy przedkładają właściwym organom roczne raporty na temat wszystkich zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i zdarzeń związanych ze spalaniem gazu w pochodni, o których mowa w ust. 1 niniejszego artykułu i w art. 15, zgodnie z elementami określonymi w załączniku II.

Artykuł 17

Wymogi dotyczące skuteczności spalania

1. W przypadku budowy, wymiany lub modernizacji całości lub części zakładu górniczego lub w przypadku instalacji nowych urządzeń do spalania odpadów petrochemicznych lub innych urządzeń do spalania operatorzy instalują wyłącznie takie urządzenia do spalania odpadów petrochemicznych lub inne urządzenia do spalania, które są wyposażone w samozapłon lub palnik stałego zapłonu oraz mają nominalną skuteczność spalania na poziomie co najmniej 99 %.

2. Operatorzy zapewniają, aby do dnia 5 lutego 2026 r. wszystkie urządzenia do spalania odpadów petrochemicznych lub inne urządzenia do spalania spełniały wymogi określone w ust. 1.

3. Operatorzy kontrolują urządzenia do spalania odpadów petrochemicznych lub innych urządzeń do spalania zgodnie z załącznikiem IV co 15 dni, z wyjątkiem przypadków, w których nie są one używane regularnie. W przypadku gdy, urządzenia do spalania odpadów petrochemicznych lub inne urządzenia do spalania nie są używane regularnie, operatorzy kontrolują je przed każdym użyciem.

Pod warunkiem zatwierdzenia przez właściwe organy, zamiast regularnych kontroli operatorzy mogą korzystać ze zdalnych lub zautomatyzowanych systemów monitorowania, zgodnie z elementami określonymi w załączniku IV pkt 1 i 2.

W przypadku wykrycia nieprawidłowości operatorzy badają jej przyczynę i usuwają ją w ciągu 6 godzin lub, w przypadku poważnych zjawisk pogodowych lub innych ekstremalnych warunków, w ciągu 6 godzin od unormowania się sytuacji.

4. W przypadku stosowania zapalników automatycznych lub palników stałego zapłonu, do stałego monitorowania głównego płomienia pochodni lub płomienia pilotowego operatorzy używają urządzeń nadzorujących płomień, aby nie dochodziło do uwalniania do atmosfery z powodu zaniku płomienia.

Artykuł 18

Odwierty nieczynne, odwierty tymczasowo zaczopowane oraz odwierty permanentnie zaczopowane i opuszczone

1. Do dnia 5 sierpnia 2025 r. państwa członkowskie ustanowią i podadzą do wiadomości publicznej wykaz wszystkich znajdujących się na ich terytorium lub podlegających ich jurysdykcji odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych, które zostały zarejestrowane lub których lokalizację można wskazać na podstawie istniejących informacji, dowodów lub przy podjęciu wszelkich racjonalnych starań. Wykaz ten zawiera co najmniej elementy określone w załączniku V część 1.

Państwa członkowskie, w oparciu o rzetelną ocenę uwzględniającą najbardziej aktualne ustalenia naukowe i najlepsze dostępne techniki, prowadzą i aktualizują ten wykaz, w tym poprzez podejmowanie wszelkich racjonalnych starań w celu zlokalizowania i udokumentowania wszystkich znajdujących się na ich terytorium lub pod ich jurysdykcją zidentyfikowanych odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych.

2. Na zasadzie odstępstwa od ust. 1 państwa członkowskie, które przedstawia Komisji dowody na istnienie na ich terytorium lub pod ich jurysdykcją łącznie co najmniej 40 000 zarejestrowanych odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych, mogą przyjąć – zawierający co najmniej elementy określone w załączniku V część 1 i podawany do wiadomości publicznej – plan uzupełnienia wykazu, o którym mowa w ust. 1, oraz kwantyfikacji emisji metanu lub – w stosownych przypadkach – wykazania w odniesieniu do tych odwiertów, że nie ma emisji metanu, pod warunkiem że:

- a) do dnia 5 sierpnia 2025 r. co najmniej 20 % tych odwiertów zostanie ujętych w wykazie, przy czym priorytetowo potraktowane zostaną odwierty nieczynne i odwierty tymczasowo zaczopowane;
- b) do dnia 5 sierpnia 2026 r. co najmniej 40 % tych odwiertów zostanie ujętych w wykazie;
- c) co 12 miesięcy od dnia 5 sierpnia 2026 r. ujmowanych w wykazie będzie co najmniej kolejnych 15 % tych odwiertów;
- d) wszystkie odwierty zostaną ujęte w wykazie do dnia 5 sierpnia 2030 r.

Plan ten podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy.

3. Bez uszczerbku dla ust. 4, raporty zawierające informacje na temat kwantyfikacji emisji metanu i – tam gdzie istnieją urzędnicy monitorujące ciśnienie – dane na temat monitorowania ciśnienia pochodzące z wszystkich odwiertów nieczynnych oraz odwiertów tymczasowo zaczopowanych, przedkłada się właściwym organom do dnia 5 maja 2026 r., a następnie do dnia 31 maja każdego kolejnego roku.

Raporty te zawierają kwantyfikację emisji metanu do powietrza i wody oraz, w stosownych przypadkach, informacje na temat monitorowania ciśnienia, z zastosowaniem norm lub wymagań technicznych ustanowionych zgodnie z art. 32. Do dnia rozpoczęcia stosowania tych norm lub wymagań technicznych odpowiednio operatorzy lub państwa członkowskie stosują najnowocześniejsze praktyki branżowe i wykorzystują do pomiaru i kwantyfikacji emisji metanu najlepsze technologie dostępne na rynku.

W przypadku gdy operatorzy lub państwa członkowskie zgłaszają emisje metanu w ramach porozumień międzynarodowych lub regionalnych, których Unia lub dane państwo członkowskie są stroną, raporty, o których mowa w niniejszym artykule, mogą zawierać informacje zgłoszone w ramach takich porozumień.

Raporty dotyczące odwiertów nieczynnych i odwiertów tymczasowo zaczopowanych znajdujących się w państwach członkowskich, które posiadają łącznie co najmniej 40 000 odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych, przedkłada się w terminie 12 miesięcy od umieszczenia każdego z odwiertów w wykazie, a następnie do dnia 31 maja każdego kolejnego roku.

4. W przypadku gdy właściwym organom przedstawiono kwantyfikację emisji metanu oraz – tam gdzie istnieją urzędnicy monitorujące ciśnienie – dane na temat monitorowania ciśnienia, z których wynika, że w ciągu ostatnich 5 lat z tymczasowo zaczopowanego lądowego odwiertu nie doszło do emisji metanu, ust. 3 przestaje mieć zastosowanie do tego odwiertu.

W przypadku gdy właściwym organom przedstawiono kwantyfikację emisji metanu oraz – tam gdzie istnieją urzędnicy monitorujące ciśnienie – dane na temat monitorowania ciśnienia, z których wynika, że w ciągu ostatnich 3 lat z morskiego odwiertu nieczynnego lub morskiego odwiertu tymczasowo zaczopowanego nie doszło do emisji metanu, ust. 3 przestaje mieć zastosowanie do tego odwiertu.

5. W przypadku gdy właściwym organom przedstawiono wiarygodne dowody na to, że z nieczynnego morskiego odwiertu lub tymczasowo zaczopowanego morskiego odwiertu, po okresie 3 lat, o którym mowa w ust. 4 akapit drugi, lub z odwiertu permanentnie zaczopowanego i opuszczonego dochodzi do istotnych emisji metanu, oraz w przypadku gdy dowody te zostały potwierdzone przez niezależną stronę trzecią, właściwe organy podejmują decyzję o stosowaniu do tego odwiertu obowiązków określonych w niniejszym artykule w odniesieniu do odwiertów tymczasowo zaczopowanych.

6. W przypadku wykrycia emisji metanu w odwiertach nieczynnych, odwiertach tymczasowo zaczopowanych lub odwiertach permanentnie zaczopowanych i opuszczonych, państwa członkowskie lub strona odpowiedzialna zgodnie z ust. 8 podejmują wszelkie dostępne im środki niezbędne do remediacji, rekultywacji i permanentnego zaczopowania tych odwiertów, zależnie od przypadku, jeżeli jest to technicznie wykonalne i z uwzględnieniem wpływu na środowisko niezbędnych prac mających zmniejszyć emisje metanu.

7. Raporty, o których mowa w ust. 3 niniejszego artykułu, zostają przed przedłożeniem właściwym organom ocenione przez weryfikatora i załącza się do nich oświadczenie weryfikacyjne wydane zgodnie z art. 8.

8. Państwa członkowskie zapewniają wypełnianie przez operatorów obowiązków określonych w ust. 3–7 i w ust. 9. W przypadku gdy operator, właściciel, licencjobiorca lub inna strona odpowiedzialna za odwiert na mocy prawa krajowego przedstawi właściwemu organowi adekwatne i wiarygodne dowody na to, że nie posiada odpowiednich środków finansowych, by wypełnić te obowiązki, lub jeżeli nie można ustalić strony odpowiedzialnej za odwiert, odpowiedzialność za te obowiązki ponosi państwo członkowskie.

9. Do dnia 5 sierpnia 2026 r., państwa członkowskie lub strona odpowiedzialna zgodnie z ust. 8, sporządzają plan ograniczania emisji mający na celu remediację, rekultywację i permanentne zaczopowanie odwiertów nieczynnych i odwiertów tymczasowo zaczopowanych, zawierający co najmniej elementy określone w załączniku V część 2, i wdrażają ten plan w ciągu 12 miesięcy od przedłożenia pierwszego raportu, o którym mowa w ust. 3.

Na zasadzie odstępstwa od akapitu pierwszego, w przypadku gdy państwo członkowskie lub strona odpowiedzialna na mocy ust. 8 może wykazać, że wdrożenie tego planu ograniczania emisji nie jest możliwe w tym terminie ze względów bezpieczeństwa, względów administracyjnych lub technicznych, mogą one opóźnić jego wdrożenie. Plan ograniczania emisji zawiera wszystkie niezbędne dowody uzasadniające taką decyzję. W takich przypadkach, plan wdraża się jak najszybciej, zapewniając, by działania ograniczające emisje w odniesieniu do każdego odwiertu zakończono nie później niż w ciągu 3 lat od przedłożenia pierwszego raportu, o którym mowa w ust. 3.

Właściwe organy mogą wezwać stronę odpowiedzialną do zmiany planu ograniczania emisji z uwzględnieniem wymogów niniejszego rozporządzenia.

Państwa członkowskie lub strona odpowiedzialna zgodnie z ust. 8 regularnie aktualizują plan ograniczania emisji zgodnie z wykazem, o którym mowa w ust. 1, i raportami, o których mowa w ust. 3, oraz wynikającymi z nich wszelkimi zmianami lub nowymi informacjami, a także na podstawie rzetelnej oceny uwzględniającej najaktualniejsze ustalenia naukowe i najlepsze dostępne techniki.

W planach ograniczania emisji wykorzystuje się wykaz, o którym mowa w ust. 1, oraz raporty, o których mowa w ust. 3, w celu określenia priorytetów dla działań obejmujących:

- a) remediację, rekultywację i permanentne zaczopowanie odwiertów;
- b) rekultywację dróg dojazdowych do takich odwiertów lub otaczającej gleby pod wodą, stosownie do przypadku;
- c) renaturalizację gruntów, wód, dna morskiego i siedlisk, na które miały wpływ odwierty oraz wcześniejsze działania;
- d) monitorowanie zapewniające, by odwierty zaczopowane nie były źródłem emisji metanu zgodnie z niniejszym artykułem.

10. Właściwe organy poddają przeglądowi oraz zgodnie z art. 5 ust. 4 udostępniają opinii publicznej i Komisji raporty i plany ograniczania emisji, o których mowa w niniejszym artykule, w terminie 3 miesięcy od ich złożenia przez operatora lub sporządzenia planu ograniczenia emisji przez państwo członkowskie.

11. Bez uszczerbku dla dyrektyw 2008/56/WE i 2013/30/UE, właściwe organy mogą podjąć decyzję o zwolnieniu z wymogów określonych w ust. 3 lub 9 niniejszego artykułu, morskich odwiertów naftowych i gazowych na głębokości poniżej 700 metrów pod wodą, jeżeli można przedstawić solidne dowody na to, że wpływ potencjalnych emisji metanu z tych odwiertów na klimat będzie najprawdopodobniej znikomy.

12. Bez uszczerbku dla dyrektyw 2008/56/WE i 2013/30/UE oraz z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez właściwe organy, morskie odwierty tymczasowo zaczopowane oraz odwierty permanentnie zaczopowane i opuszczone znajdujące się na głębokości od 200 do 700 metrów pod wodą mogą zostać zwolnione z wymogów określonych w ust. 3 lub 9 niniejszego artykułu, w przypadku, gdy operator może przedstawić solidne dowody – odnosząc się do oceny oddziaływania na środowisko przeprowadzonej przed wierceniami lub po wypadkach podczas eksploatacji –, że wpływ potencjalnych emisji metanu z tych odwiertów na klimat będzie najprawdopodobniej znikomy.

ROZDZIAŁ 4

EMISJE METANU W SEKTORZE WĘGLOWYM

Sekcja I

Monitorowanie i raportowanie w przypadku czynnych kopalń węgla

Artykuł 19

Zakres stosowania

1. Niniejsza sekcja ma zastosowanie do czynnych podziemnych i odkrywkowych kopalń węgla.
2. Emisje metanu z czynnych podziemnych kopalń węgla obejmują następujące emisje:
 - a) emisje metanu ze wszystkich szybów wentylacyjnych użytkowanych przez operatora kopalni;
 - b) emisje metanu ze stacji odmetanowania i z systemu odmetanowania, niezależnie od tego, czy powstają one w wyniku celowego lub niezamierzonego uwalniania do atmosfery czy też spalania niecałkowitego w pochodni;
 - c) emisje metanu występujące podczas działalności powydobywczej oraz na terenie kopalni węgla.
3. Emisje metanu pochodzące z czynnych odkrywkowych kopalń węgla obejmują następujące emisje:
 - a) emisje metanu występujące w kopalni węgla podczas procesu wydobywczego;
 - b) emisje metanu występujące podczas działalności powydobywczej oraz na terenie kopalni węgla.

Artykuł 20

Monitorowanie i raportowanie

1. W przypadku podziemnych kopalń węgla operatorzy kopalń prowadzą ciągle bezpośrednie pomiary na poziomie źródła i dokonują kwantyfikacji we wszystkich wylotowych szybach wentylacyjnych (wydechowych). Operatorzy kopalń zgłaszają właściwym organom emisje metanu na szyb wentylacyjny rocznie w kilotonach metanu, mierzone przy użyciu urządzeń i metod o dokładności pomiaru z tolerancją wynoszącą 0,5 kilotony metanu rocznie lub 5 % zgłaszanej ilości, w zależności od tego, która z tych wartości jest niższa.
2. Operatorzy stacji odmetanowania prowadzą ciągle bezpośrednie pomiary na poziomie źródła i dokonują kwantyfikacji całkowitych uwolnień metanu do atmosfery i metanu spalonego w pochodni, niezależnie od przyczyn takiego uwalniania i spalania.
3. W przypadku odkrywkowych kopalń węgla operatorzy kopalń stosują współczynniki emisji metanu z kopalń węgla specyficzne dla danych złóż w celu kwantyfikacji emisji metanu pochodzących z działalności wydobywczej. Operatorzy kopalń ustalają te współczynniki emisji co kwartał, zgodnie z odpowiednimi normami naukowymi, i uwzględniają emisje metanu z otaczających warstw.
4. Pomiary i kwantyfikację, o których mowa w ust. 1–3, przeprowadza się zgodnie z mającymi zastosowanie normami lub wymaganiami technicznymi ustanowionymi zgodnie z art. 32. Do dnia rozpoczęcia stosowania tych norm lub wymagań technicznych operatorzy kopalń przestrzegają najnowocześniejszych praktyk przemysłowych i stosują do pomiaru i kwantyfikacji emisji metanu najlepsze dostępne technologie. Operatorzy kopalń przekazują właściwym organom i weryfikatorom informacje na temat norm, w tym norm międzynarodowych, lub stosowanych metod.

Jeżeli chodzi o ciągłe bezpośrednie pomiary na poziomie źródła i kwantyfikację, o których mowa w ust. 1 i 2, w przypadku gdy część urządzeń pomiarowych nie jest eksploatowana przez pewien okres, odczyty dokonane w okresach działania urządzeń można wykorzystać do proporcjonalnego oszacowania danych za okres, w którym urządzenia nie były eksploatowane.

Urządzenia wykorzystywane do ciągłych bezpośrednich pomiarów na poziomie źródła i kwantyfikacji, o których mowa w ust. 1 i 2, muszą działać przez ponad 90 % okresu, przez który są wykorzystywane do monitorowania emisji metanu, z wyłączeniem przestoju potrzebnego do ich ponownej kalibracji i napraw.

5. W stosownych przypadkach operatorzy kopalń szacują emisje metanu z działalności powydobywczej z zastosowaniem aktualizowanych corocznie współczynników emisji z działalności powydobywczej na podstawie próbek węgla specyficznych dla danych złóż i zgodnie z odpowiednimi normami naukowymi.

6. Do dnia 5 sierpnia 2025 r., a następnie do 31 maja każdego roku operatorzy kopalń i operatorzy stacji odmetanowania przedkładają właściwym organom raport zawierający dane dotyczące rocznej emisji metanu na poziomie źródła zgodnie z niniejszym artykułem.

Raport ten obejmuje ostatni dostępny okres roku kalendarzowego i zawiera elementy określone w załączniku VI część 1 w odniesieniu do czynnych podziemnych kopalń węgla, w załączniku VI część 2 w odniesieniu do czynnych odkrywkowych kopalń węgla oraz w załączniku VI część 3 w odniesieniu do stacji odmetanowania.

Przed przedłożeniem raportów właściwym organom operatorzy kopalń i stacji odmetanowania zapewniają, aby raporty, o których mowa w niniejszym ustępie zostały ocenione przez weryfikatora i zawierały oświadczenie weryfikacyjne wydane zgodnie z art. 8.

7. Właściwe organy zgodnie z art. 5 ust. 4 udostępniają opinii publicznej i Komisji raporty, o których mowa w niniejszym artykule, w terminie 3 miesięcy od ich złożenia przez operatorów kopalń.

Sekcja II

Ograniczenie emisji metanu pochodzących z czynnych podziemnych kopalń węgla

Artykuł 21

Zakres stosowania

Niniejsza sekcja ma zastosowanie do emisji metanu z podziemnych kopalń węgla, o których mowa w art. 19 ust. 2.

Artykuł 22

Środki ograniczania emisji

1. Od dnia 1 stycznia 2025 r. zakazuje się spalania gazu w pochodni – z nominalną skutecznością spalania na poziomie poniżej 99 % – oraz uwalniania metanu z systemów odmetanowania, z wyjątkiem sytuacji awaryjnej lub niesprawności lub gdy jest to nieuniknione i absolutnie niezbędne do celów konserwacji lub uwalniania do atmosfery zgodnie z ust. 2. W takich przypadkach operatorzy stacji odmetanowania uwalniają metan do atmosfery wyłącznie wówczas, gdy spalanie gazu w pochodni jest technicznie niewykonalne lub stwarza zagrożenie dla bezpieczeństwa prowadzonej działalności lub personelu. W takiej sytuacji, w ramach obowiązków w zakresie zgłaszania określonych w art. 23, operatorzy stacji odmetanowania udowadniają właściwym organom konieczność uwalniania do atmosfery zamiast spalania gazu w pochodni.

2. Od dnia 1 stycznia 2027 r. zakazuje się – z wyjątkiem sytuacji awaryjnej – uwalniania metanu do atmosfery z szybów wentylacyjnych w kopalniach węgla emitujących ponad pięć ton metanu na kilotonę wydobytego węgla, innych niż kopalnie węgla koksowego.

Od dnia 1 stycznia 2031 r. zakazuje się – z wyjątkiem sytuacji awaryjnej – uwalniania metanu do atmosfery z szybów wentylacyjnych w kopalniach węgla emitujących ponad trzy tony metanu na kilotonę wydobytego węgla innych niż kopalnie węgla koksowego.

Progi te stosuje się rocznie na kopalnię oraz na operatora, jeżeli jeden podmiot prowadzi kilka kopalń węgla.

Środki podjęte zgodnie z niniejszym ustępem nie mogą prowadzić do pogorszenia bezpieczeństwa pracowników.

3. Do dnia 5 sierpnia 2027 r. Komisja przyjmuje akt delegowany zgodnie z art. 34, w celu uzupełnienia niniejszego rozporządzenia poprzez wprowadzenie ograniczeń dotyczących uwalniania do atmosfery metanu z szybów wentylacyjnych w przypadku kopalń węgla koksowego.

4. Bez uszczerbku dla art. 107 i 108 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) państwa członkowskie mogą stosować system zachęt do redukcji emisji metanu oparty na opłatach lub karach, o których mowa w art. 33, w celu zapewnienia przestrzegania przez operatorów istniejących kopalń węgla obowiązków określonych w ust. 1 i 2 niniejszego artykułu.

Artykuł 23

Zgłaszanie zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i spalaniem gazu w pochodni

1. Od dnia 1 stycznia 2025 r. operatorzy stacji odmetanowania powiadamiają właściwe organy o wszystkich zdarzeniach związanych z uwalnianiem do atmosfery i spalaniem gazu w pochodni z nominalną skutecznością spalania poniżej poziomu 99 %:

- a) spowodowanych sytuacją awaryjną lub niesprawnością;
- b) nieuniknionych ze względu na konserwację systemu odmetanowania.

Powiadomienia dokonuje się zgodnie z załącznikiem VII niezwłocznie po zdarzeniu i najpóźniej w ciągu 48 godzin od rozpoczęcia zdarzenia lub od chwili, w której operator dowiedział się o nim.

2. Właściwe organy co roku i zgodnie z art. 5 ust. 4 udostępniają opinii publicznej i Komisji informacje przedłożone im na podstawie niniejszego artykułu.

Sekcja III

Emisje metanu z zamkniętych i opuszczonych podziemnych kopalń węgla

Artykuł 24

Zakres stosowania

Niniejsza sekcja ma zastosowanie do następujących emisji metanu z zamkniętych i opuszczonych podziemnych kopalń węgla, w których produkcji węgla zaprzestano po 3 sierpnia 1954 r.:

- a) emisje metanu ze wszystkich szybów wentylacyjnych, które nadal emitują metan;
- b) emisje metanu z instalacji wspomagających wydobywanie węgla, których użytkowania zaprzestano;
- c) emisje metanu z innych ściśle określonych punktowych źródeł emisji określonych w załączniku VIII część 1.

Artykuł 25

Monitorowanie i raportowanie

1. Do dnia 5 sierpnia 2025 r. państwa członkowskie ustanawiają i podają do wiadomości publicznej wykaz wszystkich zamkniętych podziemnych kopalń węgla i opuszczonych podziemnych kopalń węgla znajdujących się na ich terytorium lub podlegających ich jurysdykcji, w których zaprzestano działalności po dniu 3 sierpnia 1954 r., zgodnie z metodyką określoną w załączniku VIII część 1 i z uwzględnieniem co najmniej elementów określonych w tym załączniku.

2. Od dnia 5 maja 2026 r. dokonuje się pomiaru emisji metanu we wszystkich zamkniętych i opuszczonych podziemnych kopalniach węgla, w których zaprzestano działalności po dniu 3 sierpnia 1954 r.

Urządzenia pomiarowe instaluje się na wszystkich elementach wymienionych w załączniku VIII część 1 pkt 1.5, co do których na podstawie wykazu, o którym mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, stwierdzono, że emitują rocznie ponad 0,5 tony metanu. Urządzenia te dokonują bezpośrednich pomiarów na poziomie źródła lub kwantyfikacji na poziomie źródła zgodnie z mającymi zastosowanie normami lub zaleceniami technicznymi ustanowionymi zgodnie z art. 32 co najmniej raz na godzinę i o wystarczającej jakości, aby umożliwić reprezentatywne oszacowanie rocznych emisji metanu ze wszystkich elementów wymienionych w załączniku VIII część 1 pkt 1.5, co do których stwierdzono, że emitują metan. Do

dnia rozpoczęcia stosowania tych norm lub wymagań technicznych operatorzy kopalń przestrzegają najnowocześniejszych praktyk przemysłowych i stosują do pomiaru i kwantyfikacji emisji metanu najlepsze dostępne technologie. Operatorzy kopalń przekazują właściwym organom i weryfikatorom informacje na temat norm, w tym norm europejskich i innych norm międzynarodowych, zaleceń technicznych lub stosowanych metod.

Urządzenia pomiarowe działają przez ponad 90 % okresu, przez który są wykorzystywane do monitorowania emisji metanu, z wyłączeniem przestoju potrzebnego do ich ponownej kalibracji i naprawy.

3. Jeżeli zaobserwowane roczne emisje metanu z elementu wymienionego w załączniku VIII część 1 pkt 1.5 wynosi poniżej 1 tony metanu przez sześć kolejnych lat – w przypadku zalanych podziemnych kopalń węgla lub przez dwanaście kolejnych lat – w przypadku niezalanych podziemnych kopalń węgla, w odniesieniu do tego konkretnego elementu nie prowadzi się dalszego monitorowania i raportowania.

4. Na wniosek strony odpowiedzialnej właściwe organy mogą zwolnić zamknięte podziemne kopalnie węgla i opuszczone podziemne kopalnie węgla z wymogów określonych w ust. 2 i 3 niniejszego artykułu oraz w załączniku VIII część 1 pkt 1.5, jeżeli podmiot odpowiedzialny wykaże, że kopalnie te były całkowicie zalane przez co najmniej 10 lat przed datą złożenia wniosku.

Do wniosku dołącza się raport strony odpowiedzialnej. W raporcie tym wykazuje się stabilizację warunków hydrogeologicznych, a także brak istotnych ilości emisji metanu z danej kopalni węgla. Właściwe organy podają ten raport do wiadomości publicznej zgodnie z prawem krajowym.

5. W przypadku gdy właściwe organy otrzymają wiarygodne dowody potwierdzające istotne ilości emisji metanu z zamkniętej podziemnej kopalni węgla lub opuszczonej podziemnej kopalni węgla, o których mowa w ust. 4, do tej kopalni węgla zastosowanie mają obowiązki określone w ust. 2 i 3.

6. Raporty zawierające szacunki rocznych danych dotyczących emisji metanu na poziomie źródła przedkłada się właściwym organom do dnia 5 sierpnia 2026 r., a następnie do dnia 31 maja każdego roku.

Raporty te obejmują ostatni dostępny rok kalendarzowy i zawierają elementy określone w załączniku VIII część 2.

Przed przedłożeniem właściwym organom raporty, o których mowa w niniejszym ustępie, są oceniane przez weryfikatora. Zawierają one oświadczenie weryfikacyjne wydane zgodnie z art. 8.

7. Operatorzy kopalń lub państwa członkowskie odpowiadają za spełnienie wymogów, o których mowa w ust. 2 - 6 niniejszego artykułu, w odniesieniu do zamkniętych podziemnych kopalń węgla. Państwa członkowskie odpowiadają za spełnienie wymogów, o których mowa w ust. 2 - 6, niniejszego artykułu w odniesieniu do opuszczonych podziemnych kopalń węgla. W przypadku alternatywnego wykorzystywania opuszczonych podziemnych kopalń węgla, posiadacz pozwolenia, o którym mowa w art. 26 ust. 3, odpowiada za spełnienie wymogów, o których mowa w ust. 2, 3 i 6 niniejszego artykułu.

8. Właściwe organy zgodnie z art. 5 ust. 4 udostępniają opinii publicznej i Komisji raporty, o których mowa w niniejszym artykule, w terminie 3 miesięcy od ich złożenia przez stronę odpowiedzialną.

Artykuł 26

Środki ograniczania emisji

1. Na podstawie wykazu, o którym mowa w art. 25, państwa członkowskie opracowują i wdrażają plan ograniczania emisji metanu z zamkniętych podziemnych kopalń węgla oraz z opuszczonych podziemnych kopalń węgla, w których działalności zaprzestano po dniu 3 sierpnia 1954 r.

Plan ograniczania emisji przedkłada się właściwym organom do dnia 5 lutego 2027 r. Zawiera on kluczowe etapy jego realizacji oraz co najmniej elementy określone w załączniku VIII część 3.

2. Od dnia 1 stycznia 2030 r. zakazuje się uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni w przypadku urządzeń, o których mowa w art. 25 ust. 2, chyba że wykorzystywanie metanu lub ograniczanie emisji metanu jest technicznie niewykonalne lub stwarza zagrożenie dla bezpieczeństwa środowiskowego, bezpieczeństwa ludzi, w tym personelu, lub

zdrowia. W takiej sytuacji, w ramach obowiązków w zakresie raportowania określonych w art. 25, operatorzy kopalń lub państwa członkowskie udowadniają konieczność uwalniania do atmosfery lub spalania gazu w pochodni zamiast wykorzystania metanu lub ograniczania jego emisji.

3. Alternatywne wykorzystanie opuszczonych podziemnych kopalń węgla jest dozwolone zgodnie z procedurą wydawania pozwoleń dostosowaną do konkretnego typu alternatywnego wykorzystania opuszczonej kopalni węgla. Wnioskodawca przedstawia właściwym organom szczegółowy plan środków mających na celu uniknięcie emisji metanu. Posiadacz pozwolenia wypełnia obowiązki w zakresie monitorowania, raportowania i ograniczania emisji zgodnie z art. 25 i niniejszym artykułem.

4. Bez uszczerbku dla mających zastosowanie przepisów sektorowych Unii, w przypadku zamkniętych podziemnych kopalń węgla dozwolone są istniejące najlepsze praktyki w zakresie ograniczania emisji metanu.

ROZDZIAŁ 5

EMISJE METANU POCHODZĄCE Z ROPY NAFTOWEJ, GAZU ZIEMNEGO I WĘGLA WPROWADZONYCH DO OBROTU W UNII

Artykuł 27

Wymogi dotyczące importerów

1. Do dnia 5 maja 2025 r., a następnie do dnia 31 maja każdego roku, importerzy prześlą właściwym organom państwa członkowskiego, w którym mają siedzibę, informacje określone w załączniku IX. W przypadku gdy importerzy nie dostarczą tych informacji, w całości lub w części, przedstawiają właściwym organom należyte uzasadnienie wyjaśniające takie nieprzekazanie oraz przedstawiają działania podjęte w celu uzyskania tych informacji.

Komisja jest uprawniona do przyjmowania zgodnie z art. 31 aktów delegowanych dotyczących zmiany niniejszego rozporządzenia poprzez zmianę wymaganych informacji, jakie mają przekazywać importerzy.

2. Do dnia 5 sierpnia 2025 r., a następnie do dnia 31 sierpnia każdego roku państwa członkowskie prześlą Komisji informacje przekazane im przez importerów.

Komisja udostępni te informacje zgodnie z art. 30.

Artykuł 28

Równoważność środków monitorowania, raportowania i weryfikacji

1. Od dnia 1 stycznia 2027 r. importerzy wykazują i zgodnie z art. 27 ust. 1 zgłaszają właściwym organom państwa członkowskiego, w którym mają siedzibę, że umowy zawarte lub odnowione w dniu 4 sierpnia 2024 r. lub po tej dacie dotyczące dostaw ropy naftowej, gazu ziemnego lub węgla wydobytych poza Unią obejmują wyłącznie ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel, które podlegają stosowanym na poziomie producenta środkom monitorowania, raportowania i weryfikacji równoważnym środkiem określonym w niniejszym rozporządzeniu.

2. W odniesieniu do zawartych przed dniem 4 sierpnia 2024 r. umów na dostawy ropy naftowej, gazu ziemnego lub węgla wydobytych poza Unią importerzy podejmują wszelkie uzasadnione starania, aby wymagać, by ropa naftowa, gaz ziemny lub węgiel podlegały stosowanym na poziomie producenta środkom monitorowania, raportowania i weryfikacji równoważnym środkiem określonym w niniejszym rozporządzeniu. Starania te mogą obejmować zmianę tych umów.

Od dnia 1 stycznia 2027 r. importerzy co roku informują właściwe organy państwa członkowskiego, w którym mają siedzibę, o wynikach takich starań, w ramach informacji, które mają być przekazywane zgodnie z art. 27 ust. 1, a w przypadku niedopełnienia tego obowiązku przedstawiają tym właściwym organom państwa należyte uzasadnienie takiego uchybienia i sporządzają wykaz działań, które podjęli w ramach tych starań.

3. Komisja wydaje zalecenia zawierające opcjonalne klauzule wzorcowe dotyczące informacji przekazywanych do celów ust. 1 i 2, które to klauzule mają być stosowane przez importerów wprowadzających na rynek unijny ropę naftową, gaz ziemny i węgiel w ramach zmiany lub odnawiania istniejących umów lub podpisywania nowych umów na dostawy ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla.

4. Właściwe organy państw członkowskich chronią zgodnie z prawem Unii poufność informacji otrzymanych od importerów na podstawie niniejszego artykułu. Właściwe organy przekazują te informacje Komisji, która chroni poufność takich informacji zgodnie z prawem Unii.

5. Do celów niniejszego artykułu środki monitorowania, raportowania i weryfikacji uznaje się za równoważne środkom określonym w niniejszym rozporządzeniu w następujących przypadkach:

a) ropa naftowa, gaz ziemny i węgiel podlegają niezależnej weryfikacji przez stronę trzecią, która jest równoważna weryfikacji określonej w art. 8 i 9, a producent mający siedzibę w państwie trzecim stosuje:

(i) w przypadku ropy naftowej i gazu ziemnego – środki monitorowania i raportowania zapewniające kwantyfikację emisji metanu równoważne środkom określonym w art. 12 lub monitorowaniu i raportowaniu na poziomie 5 OGMP 2.0;

(ii) w przypadku węgla – środki monitorowania i raportowania równoważne środkom określonym w art. 20; lub

b) państwo trzecie wdrożyło ramy regulacyjne dotyczące monitorowania, raportowania i weryfikacji, które są co najmniej równoważne ramom stosowanym w Unii, i stosuje je wobec producentów i eksporterów mających siedzibę w tym państwie trzecim i dostarczających ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel na rynek unijny; w szczególności państwo trzecie wykazało, że te wymogi w zakresie monitorowania i sprawozdawczości zapewniają co najmniej kwantyfikację na poziomie źródła i obiektu oraz regularną sprawozdawczość równoważne wymogom określonym w art. 12 w odniesieniu do ropy naftowej i gazu ziemnego oraz w art. 20 w odniesieniu do węgla, oraz że wprowadzono skuteczną weryfikację przez niezależną stronę trzecią, równoważną weryfikacji określonej w art. 8 i 9, a także skuteczny nadzór i egzekwowanie przepisów.

6. Do celów ust. 5 lit. b) Komisja określa, w drodze aktu wykonawczego o zasięgu ogólnym, procedurę i wymogi dotyczące dowodów, które państwo trzecie ma przedstawić w celu ustalenia równoważności. Ten akt wykonawczy przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 35 ust. 3.

Procedura stwierdzenia równoważności może zostać wszczęta na wniosek państwa trzeciego lub przez Komisję.

Komisja aktywnie współpracuje z wszystkimi państwami trzecimi eksportującymi ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel na rynek unijny w celu uzyskania ich zgody na wszczęcie takiej procedury, biorąc pod uwagę ilość importowaną z tych państw trzecich oraz ich potencjał w zakresie redukcji ich emisji metanu.

Komisja, w drodze aktów wykonawczych dla każdego odpowiedniego państwa trzeciego, stwierdza równoważność wyłącznie w przypadku, gdy państwo trzecie spełnia wszystkie warunki określone w ust. 5 lit. b) niniejszego artykułu i przedstawiono wszystkie wymagane dowody. Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 35 ust. 3 niniejszego rozporządzenia. Komisja powstrzymuje się od przyjęcia takich aktów wykonawczych, w przypadku gdy ich przyjęcie stanowiłoby obejście przyjętych na mocy art. 215 TFUE środków ograniczających przywóz ropy naftowej, gazu ziemnego lub węgla.

Równoważność może zostać w dowolnym momencie cofnięta przez Komisję w drodze aktu wykonawczego, w przypadku gdy państwo trzecie przez co najmniej 12 miesięcy przestanie spełniać – pod względem prawnym lub w praktyce – warunki określone w ust. 5 lit. b) niniejszego artykułu. Ten akt wykonawczy przyjmuje się zgodnie z procedurą sprawdzającą, o której mowa w art. 35 ust. 3. Przed przyjęciem tego aktu wykonawczego Komisja powiadamia państwo trzecie o swoich zastrzeżeniach i umożliwia mu wyrażenie opinii.

Przygotowując takie akty wykonawcze, o których mowa w niniejszym ustępie, Komisja informuje Grupę koordynacyjną ds. ropy naftowej i produktów ropopochodnych ustanowioną dyrektywą Rady 2009/119/WE⁽²⁸⁾, Grupę Koordynacyjną ds. Gazu ustanowioną rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938⁽²⁹⁾ oraz Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej ustanowioną przez Komisję, a także inne odpowiednie zainteresowane strony. Te akty wykonawcze wchodzą w życie nie wcześniej niż 30 dni kalendarzowych od daty ich przyjęcia.

7. Importerów zwalnia się z obowiązków sprawozdawczych określonych w ust. 1 i 2, jeżeli importują ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel z państwa trzeciego, w odniesieniu do którego stwierdzono równoważność zgodnie z ust. 6.

⁽²⁸⁾ Dyrektywa Rady 2009/119/WE z dnia 14 września 2009 r. nakładająca na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych (Dz.U. L 265 z 9.10.2009, s. 9).

⁽²⁹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz.U. L 280 z 28.10.2017, s. 1).

8. Od dnia 4 sierpnia 2024 r., w stosownych przypadkach i z zastrzeżeniem mających zastosowanie procedur, Komisja zaproponuje ramy współpracy z państwami trzecimi, i dąży do tego by Unia zawarła ramy współpracy z państwami trzecimi, z których Unia importuje ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel, aby wesprzeć je w ustanowieniu systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji równoważnego systemowi ustanowionemu w niniejszym rozporządzeniu. Komisja nie zaleca nawiązywania takich ram współpracy, jeżeli te ramy stanowiłyby obejście przyjętych na mocy art. 215 TFUE środków ograniczających przywóz ropy naftowej, gazu ziemnego lub węgla.

Artykuł 29

Intensywność emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla

1. Do dnia 5 sierpnia 2028 r., a następnie co roku, w odniesieniu do umów na dostawy zawartych lub odnawianych w dniu 4 sierpnia 2024 r. lub po tej dacie unijni producenci i, na mocy art., 27 ust. 1 importerzy unijni zgłaszają właściwym organom państwa członkowskiego, w którym mają siedzibę, intensywność emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych przez nich do obrotu w Unii, obliczoną zgodnie z metodą określoną na mocy ust. 4 niniejszego artykułu.

W przypadku umów na dostawy zawartych przed dniem 4 sierpnia 2024 r. unijni producenci i, na mocy art. 27 ust 1, unijni importerzy podejmują wszelkie racjonalne starania w celu zgłaszania właściwym organom państwa członkowskiego, w którym mają siedzibę, intensywności emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych przez nich do obrotu w Unii, obliczonej zgodnie z metodą określoną zgodnie z ust. 4 niniejszego artykułu. Od dnia 5 sierpnia 2028 r. unijni producenci i importerzy wprowadzający ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel do obrotu w Unii co roku składają właściwym organom państwa członkowskiego, w którym mają siedzibę, raporty z wyników takich działań.

2. Do dnia 5 sierpnia 2030 r. i każdego kolejnego roku unijni producenci i importerzy wprowadzający do obrotu w Unii ropę naftową, gaz ziemny i węgiel w ramach umów na dostawy zawartych lub odnawianych po dniu 5 sierpnia 2030 r. wykazują właściwym organom państwa członkowskiego, w którym mają siedzibę, że intensywność emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii, obliczona zgodnie z metodą określoną zgodnie z ust. 4, jest niższa od maksymalnych wartości intensywności emisji metanu ustalonych zgodnie z ust. 6, w celu promowania globalnej redukcji emisji metanu dla tych produktów.

3. Właściwe organy państw członkowskich chronią zgodnie z prawem Unii poufność informacji otrzymanych od unijnych producentów i importerów na podstawie niniejszego artykułu. Właściwe organy przekazują te informacje Komisji, która chroni poufność takich informacji zgodnie z prawem Unii.

4. Do dnia 5 sierpnia 2027 r. Komisja przyjmie akt delegowany zgodnie z art. 34 w celu uzupełnienia niniejszego rozporządzenia przez określenie metody obliczania na poziomie producenta intensywności emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii. W metodzie tej uwzględnia się różne procesy produkcyjne i warunki w zakładzie górniczym, a także istniejące międzynarodowe metody i najlepsze praktyki w zakresie obliczania intensywności emisji metanu. Metoda ta musi być niedyskryminacyjna oraz oparta na przejrzystych i obiektywnych kryteriach. Przygotowując takie akty delegowane, Komisja informuje Grupę koordynacyjną ds. ropy naftowej i produktów ropopochodnych, Grupę Koordynacyjną ds. Gazu, Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej oraz odpowiednie zainteresowane strony.

5. Do dnia 5 sierpnia 2029 r. Komisja oceni potencjalny wpływ różnych poziomów maksymalnych wartości intensywności emisji metanu na poziomie producenta związanych z produkcją ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii i przedstawi sprawozdanie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie. Sprawozdanie to będzie zawierało ocenę potencjalnej redukcji globalnych emisji metanu, ich wpływu na bezpieczeństwo dostaw energii na szczeblu unijnym i krajowym oraz na konkurencyjność gospodarki Unii, a także ocenę potencjalnych zakłóceń na rynku światowym i regionalnym. Będzie zawierało również ocenę rynku w odniesieniu do intensywności emisji metanu z obecnych i przyszłych dostaw do Unii do 2049 r., zarówno w ramach umów długoterminowych, jak i zakupów natychmiastowych. W ocenie tej należy przeanalizować sytuację w poszczególnych państwach członkowskich, uwzględniając zobowiązania umowne podjęte przed dniem 4 sierpnia 2024 r., zdolności w zakresie infrastruktury energetycznej i potencjalne ograniczenia.

6. Na podstawie oceny, o której mowa w ust. 5, oraz obiektywnych kryteriów Komisja przyjmuje zgodnie z art. 34 akty delegowane, zgodnie z art. 34 uzupełniające niniejsze rozporządzenie poprzez określenie maksymalnych wartości intensywności emisji metanu pochodzących z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii. Te akty delegowane muszą być spójne z metodą obliczania intensywności emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii określoną zgodnie z niniejszym artykułem. W tych aktach delegowanych określa się również różne klasy intensywności emisji metanu w odniesieniu do ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla. Te maksymalne wartości intensywności emisji metanu określa się oddzielnie dla ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla, z uwzględnieniem klasy lub klas osiągających najlepsze wyniki. Maksymalne wartości intensywności emisji metanu i klasy intensywności emisji metanu uwzględniają różne źródła, procesy produkcyjne i warunki w zakładach

górnicych; ustala się je na poziomach wspierających redukcję globalnych emisji metanu w odniesieniu do ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa dostaw energii na szczeblu unijnym i krajowym, zapewnieniu zrównoważonej dystrybucji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii, a także niedyskryminacyjnemu traktowaniu oraz ochronie konkurencyjności gospodarki Unii.

Artykuł 30

Baza danych zapewniająca przejrzystość w zakresie emisji metanu oraz profile emisji metanu

1. Do dnia 5 lutego 2026 r. Komisja stworzy i prowadzi bazę danych zapewniającą przejrzystość w zakresie emisji metanu, zawierającą informacje dotyczące przedsiębiorstw, importerów i ilości ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla z państw członkowskich i państw trzecich wprowadzanych do obrotu w Unii, w szczególności informacje przedłożone Komisji na podstawie art. 12 ust. 8, art. 18 ust. 10, art. 20 ust. 7, art. 23 ust. 2, art. 25 ust. 8, art. 27 ust. 2, art. 28 ust. 4 i art. 29 ust. 3.
2. Oprócz informacji, o których mowa w ust. 1, wspomniana baza danych zawiera co najmniej następujące informacje:
 - a) wykaz krajów, w których produkowane są ropa naftowa, gaz ziemny lub węgiel oraz z których są one eksportowane do Unii;
 - b) w odniesieniu do każdego państwa członkowskiego lub państwa trzeciego, o którym mowa w lit. a), następujące informacje:
 - (i) czy państwo to wdrożyło obowiązkowe środki regulacyjne dotyczące emisji metanu związanych z sektorem energetycznym, obejmujące określone w niniejszym rozporządzeniu środki dotyczące pomiaru, raportowania, weryfikacji oraz ograniczania emisji metanu w sektorze energetycznym, w szczególności ograniczenia dotyczące uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni;
 - (ii) czy podpisało porozumienie paryskie przyjęte na mocy Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC) i czy przystąpiło do globalnego zobowiązania dotyczącego metanu;
 - (iii) czy – w stosownych przypadkach – przedkłada sprawozdania dotyczące wykazu krajowego zgodnie z wymogami UNFCCC;
 - (iv) czy sprawozdania dotyczące wykazu krajowego przedłożone zgodnie z UNFCCC obejmują, w stosownych przypadkach, raportowanie poziomu 3 w zakresie emisji metanu w sektorze energetycznym oraz określenie kategorii emisji metanu zgłoszonych na poziomie 3;
 - (v) ilość emisji metanu w sektorze energetycznym określoną w sprawozdaniach dotyczących wykazu krajowego przedłożonych zgodnie z UNFCCC, w stosownych przypadkach, oraz informację, czy dane te podlegały niezależnej weryfikacji;
 - (vi) o ile są dostępne, hiperłącza do krajowych źródeł danych z informacjami na temat emisji metanu w sektorze energetycznym;
 - c) dla każdego państwa członkowskiego – wykaz importerów wprowadzających do obrotu w Unii ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel;
 - d) dla każdego państwa trzeciego, o którym mowa w lit. a), następujące informacje:
 - (i) wykaz producentów lub eksporterów ropy naftowej, gazu ziemnego lub węgla kamiennego do Unii, stosownie do przypadku, oraz informację, czy są oni częścią jakichkolwiek globalnych inicjatyw na rzecz redukcji emisji metanu, takich jak Partnerstwo w zakresie metanu w sektorze ropy naftowej i gazu (OGMP) i inicjatywa „Zero Routine Flaring”;
 - (ii) szacunkowe wartości emisji metanu związanych z transportem ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla.

Baza danych zapewniająca przejrzystość w zakresie emisji metanu służy jako narzędzie informacji, które ma być nieodpłatnie udostępniane publicznie.

W bazie danych zapewniającej przejrzystość w zakresie emisji metanu wskazuje się pozycje, w których jakość i wiarygodność przedłożonych informacji zostały zweryfikowane przez niezależne strony trzecie.

3. Do dnia 5 sierpnia 2026 r. na podstawie informacji dostępnych w bazie danych zapewniającej przejrzystość w zakresie emisji metanu Komisja opublikuje profile emisji metanu dotyczące państw członkowskich oraz, w stosownych przypadkach, unijnych producentów lub importerów, którzy wprowadzają do obrotu w Unii ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel, a także państw trzecich, z których Unia dokonuje przywozu ropy naftowej, gazu ziemnego lub węgla, oraz producentów lub eksporterów z państw trzecich, którzy dostarczają je do Unii.
4. Profile emisji metanu publikowane zgodnie z ust. 3 są aktualizowane co roku i zawierają co najmniej i w stosownych przypadkach:
 - a) emisje metanu związane z ropą naftową, gazem ziemnym i węglem wprowadzanymi do obrotu w Unii oraz ocenę jakości danych w odniesieniu do zgłaszanych emisji metanu, w tym, w stosownych przypadkach, na poziomie raportowania OGMP 2.0;
 - b) ocenę wysiłków podjętych w celu monitorowania, raportowania i redukcji emisji metanu przez unijnych producentów lub importerów, a także przez producentów lub eksporterów z państw trzecich, wprowadzających do obrotu w Unii ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel, z uwzględnieniem w stosownych przypadkach podziału na regiony;
 - c) analizę zdarzeń powodujących nieproporcjonalnie wysokie emisje, które miały miejsce w państwach członkowskich lub w państwach trzecich, z których Unia importuje ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel, oraz sposób, w jaki zareagowano na te wydarzenia.
5. Profile emisji metanu publikowane zgodnie z ust. 3 nieodpłatnie udostępnia się publicznie w internecie.
6. Niniejszy artykuł stosuje się bez uszczerbku dla dyrektywy (UE) 2016/943.

Artykuł 31

Globalne narzędzie monitorowania emisji metanu i mechanizm szybkiego reagowania

1. Do dnia 5 sierpnia 2026 r. Komisja ustanowi globalne narzędzie monitorowania emisji metanu na podstawie danych satelitarnych i wkładu ze strony kilku certyfikowanych dostawców danych i usług, w tym komponentu Copernicus unijnego programu kosmicznego ustanowionego rozporządzeniem (UE) 2021/696. W tym celu Komisja może korzystać z istniejących międzynarodowych narzędzi lub ram, o ile są one dostępne.

Globalne narzędzie monitorowania emisji metanu jest udostępniane publicznie i regularnie aktualizowane co najmniej w odniesieniu do występowania, skali i lokalizacji zdarzeń o wysokiej emisji metanu pochodzących ze źródeł energii w Unii lub poza nią.

2. Do dnia 5 lutego 2026 r. Komisja ustanowi mechanizm szybkiego reagowania w celu reagowania na zdarzenia powodujące nieproporcjonalnie wysokie emisje metanu.

Komisja niezwłocznie powiadamia państwo członkowskie lub państwo trzecie, którego jurysdykcji podlega dane zdarzenie powodujące nieproporcjonalnie wysokie emisje metanu, stosownie do przypadku. W miarę możliwości Komisja powiadamia również producenta o źródle lub grupie powiązanych ze sobą źródeł emitujących metan. Powiadomienie to zawiera wniosek o niezwłoczne przekazanie dodatkowych informacji na temat zdarzenia powodującego nieproporcjonalnie wysokie emisje oraz środków zaradczych podjętych lub planowanych w celu złagodzenia skutków lub powstrzymania tego zdarzenia, w tym ram czasowych, w których środki te mają zostać wprowadzone. Komisja nawiązuje wszelkie niezbędne kontakty w celu uzyskania i weryfikacji informacji otrzymanych w związku ze zdarzeniem, w tym, w stosownych przypadkach, we współpracy z właściwymi organizacjami międzynarodowymi. W tym celu Komisja może korzystać z istniejących międzynarodowych narzędzi lub ram, jeżeli są one dostępne.

3. Komisja proponuje nawiązanie w imieniu Unii dwustronnych dialogów z państwami trzecimi, z których Unia importuje ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel, w celu ustanowienia ram wymiany informacji oraz systemu wczesnego wykrywania i ostrzegania służącego do wykrywania zdarzeń powodujących nieproporcjonalnie wysokie emisje metanu i wzajemnego ostrzegania się o nich oraz środków zaradczych podjętych lub planowanych w celu zapobiegania takim zdarzeniom lub ich powstrzymania. Celem tych dialogów powinno być również określenie sposobów przyspieszenia redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz, w razie potrzeby, możliwość wymiany najlepszych praktyk i porad w celu ustanowienia środków monitorowania, raportowania, weryfikacji redukcji emisji równoważnych środkiem ustanowionym w niniejszym rozporządzeniu.

Komisja nie proponuje nawiązywania dialogu z państwami trzecimi, w przypadku gdy takie dialogi stanowiłyby obejście przyjętych na mocy art. 215 TFUE środków ograniczających przywóz ropy naftowej, gazu ziemnego lub węgla.

4. Na podstawie monitorowania prowadzonego w kontekście dialogów, o których mowa w ust. 2 i 3, Komisja na bieżąco informuje Parlament Europejski i Radę powiadomieniach o zdarzeniach powodujących nieproporcjonalnie wysokie emisje metanu oraz o wdrażaniu środków zaradczych w Unii i w państwach trzecich, z których Unia importuje ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel, oraz o wszelkich potencjalnych skutkach dla bezpieczeństwa dostaw energii na szczeblu unijnym i krajowym.

5. Niniejszy artykuł stosuje się bez uszczerbku dla dyrektywy (UE) 2016/943.

ROZDZIAŁ 6

PRZEPISY KOŃCOWE

Artykuł 32

Normy i wymagania techniczne

1. Zgodnie z art. 10 ust. 1–5 rozporządzenia (UE) nr 1025/2012 Komisja zwraca się do co najmniej jednej europejskiej organizacji normalizacyjnej o opracowanie norm zharmonizowanych dotyczących:

- a) pomiaru i kwantyfikacji emisji metanu, o których mowa w art. 12 ust. 5;
- b) badań LDAR, o których mowa w art. 14 ust. 1;
- c) sprzętu, o którym mowa w art. 15 ust. 3 i 5;
- d) kwantyfikacji emisji metanu, o której mowa w art. 18 ust. 3; oraz
- e) pomiaru i kwantyfikacji emisji metanu, o których mowa w art. 20 ust. 4 i art. 25 ust. 2.

Po otrzymaniu projektu normy opracowanego przez europejską organizację normalizacyjną Komisja ocenia jego zgodność z odpowiednim wnioskiem o normalizację, z niniejszym rozporządzeniem i z innymi mającymi zastosowanie przepisami prawa Unii.

Komisja jest uprawniona do przyjmowania zgodnie z art. 34 aktów delegowanych w celu uzupełnienia niniejszego rozporządzenia przez ustanowienie obowiązkowych norm lub ich części, o których to normach mowa w niniejszym artykule.

2. W przypadku gdy nie przyjęto aktu delegowanego zgodnie z ust. 1 niniejszego artykułu, Komisja jest uprawniona do przyjmowania zgodnie z art. 34 aktów delegowanych w celu uzupełnienia niniejszego rozporządzenia przez ustanowienie obowiązkowych wymagań technicznych lub ich części do celów:

- a) pomiaru i kwantyfikacji emisji metanu, o których mowa w art. 12 ust. 5;
- b) badań LDAR, o których mowa w art. 14 ust. 1;
- c) sprzętu, o którym mowa w art. 15 ust. 3;
- d) kwantyfikacji emisji metanu, o której mowa w art. 18 ust. 3; oraz
- e) pomiaru i kwantyfikacji emisji metanu, o których mowa w art. 20 ust. 4 i art. 25 ust. 2.

Komisja może przyjmować te akty delegowane wyłącznie w przypadku, gdy skierowała wniosek o normalizację do co najmniej jednej europejskiej organizacji normalizacyjnej i jeżeli spełniony jest jeden z następujących warunków:

- a) wniosek nie został przyjęty;
- b) normy, których dotyczył wniosek, nie zostały wydane w wyznaczonym terminie;
- c) normy opracowane przez europejskie organizacje normalizacyjne nie są zgodne z wnioskiem; lub
- d) normy opracowane przez europejską organizację normalizacyjną uznaje się za niewystarczające do spełnienia wymogów niniejszego rozporządzenia, w całości lub w części.

Artykuł 33

Kary

1. Państwa członkowskie ustanawiają przepisy dotyczące kar mających zastosowanie w przypadku naruszeń niniejszego rozporządzenia i podejmują wszelkie niezbędne środki w celu zapewnienia ich wykonywania.

Przewidziane kary muszą być skuteczne, proporcjonalne i odstrasżające i obejmują co najmniej:

- a) grzywny proporcjonalne do szkód w środowisku oraz wpływu na bezpieczeństwo ludzi i zdrowie, określone na takim poziomie, by:
 - (i) co najmniej skutecznie pozbawiały podmioty odpowiedzialne korzyści ekonomicznych osiągniętych w wyniku popełnionych przez nie naruszeń; oraz
 - (ii) stopniowo wzrastały w przypadku powtarzających się poważnych naruszeń;
- b) okresowe kary pieniężne służące skłoniению operatorów, przedsiębiorstw, operatorów kopalń lub importerów do zaprzestania naruszeń, zastosowania się do decyzji nakazującej przedsięwzięcie działań zaradczych lub środków naprawczych, do dostarczenia informacji lub poddania się kontroli, stosownie do przypadku.

Do dnia 5 sierpnia 2025 r. państwa członkowskie powiadamiają Komisję o tych przepisach i środkach, a także powiadamiają ją niezwłocznie o wszelkich późniejszych zmianach, które ich dotyczą.

2. Państwa członkowskie zapewniają, zgodnie z prawem krajowym, aby właściwe organy były uprawnione do nakładania co najmniej następujących kar administracyjnych i środków administracyjnych za naruszenia art. 12, art. 14 ust. 14, art. 16 ust. 2, art. 20, art. 23 ust. 1, art. 27 ust. 1, art. 28 ust. 1 i 2 oraz art. 29 ust. 1 i 2, pod warunkiem że nie zagrażają one bezpieczeństwu dostaw energii:

- a) przyjęcia decyzji zobowiązującej dany podmiot do zaprzestania danego naruszenia;
- b) nakazania konfiskaty korzyści uzyskanych lub wyrównania strat unikniętych w wyniku naruszenia, o ile możliwe jest ich ustalenie;
- c) wydania publicznych ostrzeżeń lub zawiadomień;
- d) przyjęcia decyzji o nałożeniu okresowych kar pieniężnych;
- e) przyjęcia decyzji o nałożeniu grzywien administracyjnych.

W przypadku osób prawnych kwota grzywien administracyjnych, o których mowa w lit. e), nie przekracza 20 % rocznego obrotu w poprzedzającym roku obrachunkowym. W przypadku osób fizycznych wysokość tych grzywien nie przekracza 20 % rocznego dochodu w poprzednim roku kalendarzowym.

3. W przypadku gdy system prawny państwa członkowskiego nie przewiduje grzywien administracyjnych, mogą one być nakładane na wniosek właściwych organów przez właściwe sądy krajowe. Grzywny te są skuteczne, a ich skutki są równoważne ze skutkami grzywien administracyjnych nakładanych przez organy administracyjne.

4. Wykonując swoje uprawnienia na mocy niniejszego artykułu, właściwe organy ściśle współpracują w celu zapewnienia, aby ich uprawnienia były wykonywane oraz aby nakładane przez nie grzywny administracyjne i środki administracyjne były opracowywane i stosowane w sposób skuteczny i spójny w całej Unii.

5. Karze podlegają co najmniej następujące naruszenia:

- a) nieudzielenie właściwym organom lub weryfikatorom przez operatorów, przedsiębiorstwa, operatorów kopalń lub importerów niezbędnej pomocy umożliwiającej tym organom lub weryfikatorom wykonywanie zadań zgodnie z niniejszym rozporządzeniem;
- b) niewykonanie przez operatorów lub operatorów kopalń działań określonych w raporcie z kontroli, o którym mowa w art. 6 ust. 5 i 6;
- c) nieprzedstawienie przez operatorów lub operatorów kopalń raportów na temat wielkości emisji metanu, stosownie do wymogów art. 12, art. 18 ust. 3, art. 20 i art. 25 ust. 6, w tym oświadczenia weryfikacyjnego wydanego przez niezależnego weryfikatora zgodnie z art. 8 ust. 4;

- d) nieprzedłożenie przez operatorów programu LDAR zgodnie z art. 14 ust. 1 lub nieprzeprowadzenie badania LDAR zgodnie z art. 14 ust. 2, 5 i 6;
- e) zaniedbania ze strony operatorów w zakresie naprawy lub wymiany elementów, ciągłego badania elementów i rejestrowania wycieków zgodnie z art. 14 ust. 8 do 13;
- f) nieprzedłożenie przez operatorów raportu zgodnie z art. 14 ust. 14;
- g) uwalnianie do atmosfery lub spalanie gazu, w tym rutynowe spalanie gazu w pochodni przez operatorów lub operatorów kopalń poza sytuacjami przewidzianymi w art. 15 ust. 2 i 3, art. 22 ust. 1 i 2 oraz art. 26 ust. 2;
- h) niewykazanie przez operatorów lub operatorów kopalń konieczności uwalniania do atmosfery w miejsce spalania gazu w pochodni oraz niewykazanie konieczności zastosowania spalania gazu w pochodni zamiast ponownego zatłoczenia metanu, wykorzystania go na miejscu, magazynowania go do późniejszego wykorzystania albo dystrybucji na rynek, w przypadku operatorów, lub wykorzystania bądź ograniczania emisji, w przypadku operatorów kopalń, zgodnie z art. 15 ust. 4 i 6, art. 22 ust. 1 i 2 oraz art. 26 ust. 2;
- i) niedopełnienie przez operatorów obowiązku wymiany lub zastosowania urządzeń uwalniających zgodnie z art. 15 ust. 5 i 7;
- j) niepowiadomienie przez operatorów lub operatorów kopalń o zdarzeniach związanych z uwalnianiem do atmosfery i spalaniem gazu w pochodni lub niezgłoszenie takich zdarzeń zgodnie z art. 16, art. 23 ust. 1 lub art. 26, stosownie do przypadku;
- k) korzystanie z urządzeń do spalania odpadów petrochemicznych lub urządzeń do spalania z naruszeniem wymogów ustanowionych w art. 17, 22 i 23;
- l) niestosowanie przez stronę odpowiedzialną środków ograniczania emisji zgodnie z art. 18 ust. 6 i 9;
- m) nieprzekazanie przez importerów informacji wymaganych zgodnie z art. 27 ust. 1 i załącznikiem IX;
- n) nieprzekazanie przez importerów informacji wymaganych zgodnie z art. 28 ust. 1 i 2;
- o) nieprzekazanie przez producentów unijnych lub importerów informacji wymaganych zgodnie z art. 29 ust. 1 i 2;
- p) nieprzestrzeganie przez producentów unijnych lub importerów maksymalnych wartości intensywności emisji metanu ustalonych w aktach delegowanych przyjętych zgodnie z art. 29 ust. 6.

6. W przypadku gdy spełnione są warunki określone w art. 15 ust. 8, państwa członkowskie rozważają zmniejszenie lub nienakładanie na operatorów kar na okres realizacji, jaki organy krajowe uznają za niezbędny.

7. Stosownie do sytuacji państwa członkowskie uwzględniają co najmniej następujące orientacyjne kryteria nakładania kar:

- a) czas trwania lub skutki tymczasowe, charakter i wagę naruszenia;
- b) wszelkie działania podjęte przez operatora, przedsiębiorstwo, operatora kopalni lub importera w celu szybkiego zminimalizowania szkody lub zaradzenia jej;
- c) umyślny lub nieumyślny charakter naruszenia;
- d) wszelkie wcześniejsze lub powtarzające się naruszenia popełnione przez operatora, przedsiębiorstwo, operatora kopalni lub importera;
- e) korzyści gospodarcze uzyskane lub straty uniknięte bezpośrednio lub pośrednio przez przedsiębiorstwo, operatora, przedsiębiorstwo, operatora kopalni lub importera w wyniku naruszenia, jeżeli dostępne są odpowiednie dane;
- f) wielkość operatora, przedsiębiorstwa, operatora kopalni lub importera;
- g) stopień współpracy z organami;
- h) sposób, w jaki organy dowiedziały się o naruszeniu, w szczególności, czy operator, przedsiębiorstwo, operator kopalni lub importer szybko zgłosili naruszenie, a jeśli tak, to w jakim zakresie;

i) wszelkie inne okoliczności obciążające lub łagodzące mające zastosowanie w danej sprawie, w tym działania podejmowane przez stronę trzecią.

8. Państwa członkowskie co roku publikują informacje na temat rodzaju i wysokości kar nałożonych na mocy niniejszego rozporządzenia, naruszeń oraz operatorów, przedsiębiorstw, operatorów kopalń lub importerów, na których nałożono kary.

W stosownych przypadkach informacje takie przekazuje się zgodnie z art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1203 ⁽³⁰⁾.

Artykuł 34

Wykonywanie przekazywanych uprawnień

1. Powierzenie Komisji uprawnień do przyjęcia aktów delegowanych podlega warunkom określonym w niniejszym artykule.
2. Uprawnienia do przyjęcia aktów delegowanych, o których mowa w art. 22 ust. 3, art. 27 ust. 1, art. 29 ust. 4 i 6 oraz art. 32, powierza się Komisji na okres pięciu lat od dnia 4 sierpnia 2024 r., i automatycznie przedłuża na takie same okresy.
3. Przekazanie uprawnień, o którym mowa w art. 22 ust. 3, art. 27 ust. 1, art. 29 ust. 4 i 6 oraz art. 32 może zostać w dowolnym momencie odwołane przez Parlament Europejski lub przez Radę. Decyzja o odwołaniu kończy przekazanie określonych w niej uprawnień. Decyzja o odwołaniu staje się skuteczna następnego dnia po jej opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej* lub w późniejszym terminie określonym w tej decyzji. Nie wpływa ona na ważność już obowiązujących aktów delegowanych.
4. Przed przyjęciem aktu delegowanego Komisja konsultuje się z ekspertami wyznaczonymi przez każde państwo członkowskie zgodnie z zasadami określonymi w Porozumieniu międzyinstytucjonalnym z dnia 13 kwietnia 2016 r. w sprawie lepszego stanowienia prawa.
5. Niezwłocznie po przyjęciu aktu delegowanego Komisja przekazuje go równocześnie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie.
6. Akt delegowany przyjęty na podstawie art. 22 ust. 3, art. 27 ust. 1, art. 29 ust. 4 i 6 lub art. 32 wchodzi w życie tylko wówczas, gdy ani Parlament Europejski, ani Rada nie wyraziły sprzeciwu w terminie dwóch miesięcy od przekazania tego aktu Parlamentowi Europejskiemu i Radzie, lub gdy, przed upływem tego terminu, zarówno Parlament Europejski, jak i Rada poinformowały Komisję, że nie wniosą sprzeciwu. Termin ten przedłuża się o dwa miesiące z inicjatywy Parlamentu Europejskiego lub Rady.

Artykuł 35

Procedura komitetowa

1. Komisję wspomaga Komitet ds. Unii Energetycznej ustanowiony na mocy art. 44 rozporządzenia (UE) 2018/1999. Komitet ten jest komitetem w rozumieniu rozporządzenia (UE) nr 182/2011.
2. W przypadku odesłania do niniejszego ustępu stosuje się art. 4 rozporządzenia (UE) nr 182/2011.
3. W przypadku odesłania do niniejszego ustępu stosuje się art. 5 rozporządzenia (UE) nr 182/2011.

Artykuł 36

Monitorowanie i przeglądy prowadzone przez Komisję i przedkładane przez nią sprawozdania

1. Komisja monitoruje stosowanie niniejszego rozporządzenia oraz dokonuje przeglądu jego stosowania, do dnia 1 stycznia 2028 r., a następnie co pięć lat, przedkłada sprawozdanie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie.

⁽³⁰⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1203 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie ochrony środowiska poprzez prawo karne i zastępująca dyrektywy 2008/99/WE i 2009/123/WE (Dz.U. L, 2024/1203, 30.4.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1203/oj>).

2. W sprawozdaniu, o którym mowa w ust. 1, przeglądowi poddaje się w szczególności:
- skuteczność i efektywność niniejszego rozporządzenia w ustanawianiu przejrzystych i dokładnych zasad pomiaru, raportowania i weryfikacji oraz w ograniczaniu emisji metanu związanych z produkcją ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii;
 - jeżeli jest to wykonalne, osiągnięty dzięki niniejszemu rozporządzeniu poziom redukcji emisji metanu związanych z produkcją ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii;
 - kwestię tego, czy konieczne są dodatkowe lub alternatywne środki w celu wspierania i przyspieszenia redukcji emisji metanu w łańcuchu wartości ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii, aby wesprzeć unijny cel zerowych emisji gazów cieplarnianych netto do 2050 r. oraz jej zobowiązania wynikające z porozumienia paryskiego.

Przegląd ten uwzględnia odpowiednie przepisy Unii w powiązanych dziedzinach. W stosownych przypadkach Komisja przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie wniosek ustawodawczy wraz ze swoim sprawozdaniem, uwzględniając odpowiednie przepisy Unii w powiązanych dziedzinach.

3. Do celów niniejszego artykułu Komisja może wystąpić do państw członkowskich i właściwych organów o udzielenie informacji, a w szczególności uwzględnić informacje przedstawione przez państwa członkowskie w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, ich aktualizacjach oraz w krajowych sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu na podstawie rozporządzenia (UE) 2018/1999.

Artykuł 37

Zmiana rozporządzenia (UE) 2019/942

W art. 15 rozporządzenia (UE) 2019/942 dodaje się ustęp w brzmieniu:

„58. Co trzy lata, po konsultacji z państwami członkowskimi ACER ustanawia i udostępnia publicznie zestaw wskaźników i odpowiednich wartości odniesienia do porównania jednostkowych kosztów inwestycji w porównywalnych projektach związanych z pomiarami, kwantyfikacją, monitorowaniem, raportowaniem, weryfikacją i redukcją emisji metanu, łącznie z uwalnianiem do atmosfery i spalaniem gazu w pochodni. Wydaje zalecenia w zakresie wskaźników i wartości odniesienia dotyczących jednostkowych kosztów inwestycji w celu wypełnienia obowiązków wynikających z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 (*) na podstawie art. 3 tego rozporządzenia.

(*) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942 (Dz.U. L, 2024/1787, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj>).”.

Artykuł 38

Wejście w życie

Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

Niniejsze rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

Sporządzono w Brukseli dnia 13 czerwca 2024 r.

W imieniu Parlamentu Europejskiego

Przewodnicząca

R. METSOLA

W imieniu Rady

Przewodnicząca

H. LAHBIB

ZAŁĄCZNIK I

Badania mające na celu wykrywanie wycieków i naprawę, o których mowa w art. 14

Część 1

Częstotliwość przeprowadzania badań LDAR

1. W odniesieniu do wszystkich komponentów naziemnych i podziemnych, z wyłączeniem sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, badania LDAR przeprowadza się z następującą minimalną częstotliwością:

Typ badania LDAR	Rodzaj komponentu	Częstotliwość
Badanie LDAR typu 1	Tłocznia gazu Magazyn podziemny Instalacja LNG Stacja regulacyjno-pomiarowa	4 miesiące
	Stacja zaworowa	9 miesięcy
Badanie LDAR typu 2	Tłocznia gazu Magazyn podziemny Instalacja LNG Stacja regulacyjno-pomiarowa	8 miesięcy
	Stacja zaworowa	18 miesięcy
Typ badania LDAR	Rodzaj materiału	Częstotliwość
Badanie LDAR typu 1	Arkusze bitumiczne Żeliwo szare	3 miesiące
	Azbest Żeliwo sferoidalne	6 miesięcy
	Stal niezabezpieczona Miedź	9 miesięcy
	Polietylen PVC Stal zabezpieczona	15 miesięcy
Badanie LDAR typu 2	Arkusze bitumiczne Żeliwo szare	6 miesięcy
	Azbest Żeliwo sferoidalne	12 miesięcy
	Stal niezabezpieczona Polietylen PVC Miedź	18 miesięcy

Typ badania LDAR	Rodzaj materiału	Częstotliwość
	Stal zabezpieczona	30 miesięcy

Jeżeli nie można określić rodzaju materiału, dla danego rodzaju badania LDAR stosuje się najwyższą częstotliwość.

2. W odniesieniu do wszystkich komponentów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych badania LDAR przeprowadza się z następującymi minimalnymi częstotliwościami:

Typ badania LDAR	Rodzaj komponentu	Częstotliwość
Badanie LDAR typu 1 (ciśnienie nominalne > 16 barów)	Tłocznia gazu	4 miesiące
	Stacja regulacyjno-pomiarowa	
	Stacja zaworowa	9 miesięcy
Badanie LDAR typu 2 (ciśnienie nominalne > 16 barów)	Tłocznia gazu	8 miesięcy
	Stacja regulacyjno-pomiarowa	
	Stacja zaworowa	18 miesięcy
Badanie LDAR typu 2 (ciśnienie nominalne ≤ 16 barów)	Stacja regulacyjno-pomiarowa	9 miesięcy
	Stacja zaworowa	

Typ badania LDAR	Rodzaj materiału	Częstotliwość badania
Badanie LDAR typu 1 (ciśnienie nominalne > 16 barów)	Żeliwo szare	3 miesiące
	Arkusze bitumiczny	
	Azbest	6 miesięcy
	Żeliwo sferoidalne	
	Stal niezabezpieczona	12 miesięcy
	Miedź	
	Polietylen	24 miesiące
	PVC	
	Stal zabezpieczona	
Badanie LDAR typu 2 (ciśnienie nominalne > 16 barów)	Żeliwo szare	6 miesięcy
	Arkusze bitumiczny	
	Azbest	12 miesięcy
	Żeliwo sferoidalne	
	Stal niezabezpieczona	24 miesiące
	Miedź	

Typ badania LDAR	Rodzaj materiału	Częstotliwość badania
	Polietylen PVC Stal zabezpieczona	36 miesięcy
Badanie LDAR typu 2 (ciśnienie nominale ≤ 16 barów)	Żeliwo szare Arkusze bitumiczny	6 miesięcy
	Azbest Żeliwo sferoidalne	12 miesięcy
	Stal niezabezpieczona Miedź	24 miesiące
	Polietylen PVC Stal zabezpieczona	36 miesięcy

W przypadku gdy nie można określić rodzaju materiału, dla danego rodzaju badania LDAR stosuje się najwyższą częstotliwość.

Badania LDAR można przeprowadzać z zastosowaniem podejścia dwuetapowego: najpierw z odległości, a wyłącznie w przypadku wykrycia nieszczelności przez drugie wykrywanie jak najbliżej źródła.

W odniesieniu do podziemnych i znajdujących się poniżej poziomu morza rurociągów ze stali zabezpieczonej, w których ciśnienie nominalne wynosi powyżej 16 barów, operatorzy stosują również oparte na analizie ryzyka profilaktyczne zarządzanie integralnością rurociągów, aby zapobiec wszelkim nieszczelnościom zgodnie z odpowiednimi normami europejskimi lub krajowymi przepisami dotyczącymi zarządzania integralnością rurociągów. Zapobiegawcze zarządzanie integralnością rurociągu obejmuje stałe monitorowanie przepływu, składu płynów, ciśnienia i temperatury gazu transportowanego w systemie w celu zapewnienia, aby parametry te odpowiadały obowiązującym specyfikacjom integralności gazociągu, a także w celu zlokalizowania źródła potencjalnych emisji metanu i ich oszacowania. Biorąc pod uwagę wyniki profilaktycznego zarządzania integralnością rurociągów, właściwy organ może zatwierdzić inną częstotliwość wynoszącą do 36 miesięcy w przypadku badania LDAR typu 1 i do 48 miesięcy w przypadku badania LDAR typu 2.

3. W przypadku wszystkich komponentów morskich badania LDAR przeprowadza się z następującą minimalną częstotliwością:

Typ badania LDAR	Rodzaj komponentu	Częstotliwość
Badanie LDAR typu 1	Komponenty morskie nad poziomem morza	12 miesięcy
	Komponenty morskie poniżej poziomu morza	24 miesiące
	Komponenty morskie poniżej dna morskiego	36 miesięcy
Badanie LDAR typu 2	Komponenty morskie nad poziomem morza	24 miesiące

4. W przypadku wszystkich pozostałych komponentów badania LDAR typu 1 przeprowadza się co 6 miesięcy, a badania LDAR typu 2 – co 12 miesięcy.

Część 2

Wymogi informacyjne dotyczące urządzeń stosowanych w badaniach LDAR

W ramach programu LDAR, o którym mowa w art. 14 ust. 1, operatorzy muszą dostarczyć następujące informacje:

1. informacje o producencie urządzenia;
 2. informacje na temat zdolności danych urządzeń do wykrywania wycieków, na temat niezawodności tych urządzeń i ich ograniczeń, w tym – choć nie tylko – zdolności do identyfikowania konkretnych wycieków lub lokalizacji, granic wykrywalności oraz wszelkich ograniczeń dotyczących użytkowania, jak również dane uzupełniające;
 3. opis tego, gdzie, kiedy i w jaki sposób dane urządzenia będą używane.
-

ZAŁĄCZNIK II

Harmonogramy napraw i monitorowania, o których mowa w art. 14

Harmonogram napraw

Harmonogram napraw zawiera co najmniej następujące elementy:

- 1) wykaz i wskazanie wszystkich skontrolowanych komponentów;
- 2) wyniki kontroli stwierdzające, czy wykryto wyciek metanu, a jeżeli tak – wielkość tego wycieku;
- 3) w przypadku komponentów, w których podczas badania LDAR stwierdzono emisję metanu na poziomie co najmniej równym progom określonym w art. 14 ust. 8, wskazanie, czy podczas badania LDAR podjęto naprawę lub wymianę, a jeżeli nie – wskazanie przyczyny, z uwzględnieniem elementów, które mogą uzasadnić opóźnienie naprawy lub wymiany, zgodnie z art. 14 ust. 9, oraz harmonogramu napraw ze wskazaniem daty naprawy lub wymiany;
- 4) w przypadku komponentów, w których w poprzednim badaniu LDAR stwierdzono emisję metanu na poziomie poniżej progów określonych w art. 14 ust. 8, ale w których, w toku monitorowania po badaniu LDAR w celu sprawdzenia, czy wielkość wycieku metanu uległa zmianie, stwierdzono emisję metanu na poziomie co najmniej równym takim progom – wskazanie, czy naprawa lub wymiana została podjęta niezwłocznie, a jeżeli nie, podanie przyczyny, z uwzględnieniem elementów, które mogą uzasadnić opóźnienie naprawy lub wymiany, zgodnie z art. 14 ust. 9, oraz harmonogramu napraw ze wskazaniem daty naprawy lub wymiany.

Po harmonogramie napraw sporządza się harmonogram monitorowania po naprawie, w którym wskazuje się daty faktycznego wykonania napraw lub wymiany.

Harmonogram monitorowania

Harmonogram monitorowania zawiera przynajmniej następujące elementy:

- 1) wykaz i wskazanie wszystkich skontrolowanych komponentów;
- 2) wyniki kontroli stwierdzające, czy wykryto wyciek metanu, a jeżeli tak – wielkość tego wycieku;
- 3) w przypadku komponentów, w których w poprzednim badaniu LDAR stwierdzono emisję metanu na poziomie co najmniej równym progom określonym w art. 14 ust. 8, informacje na temat podjętych napraw lub wymiany oraz wyniki monitorowania po naprawie w celu sprawdzenia, czy naprawa lub wymiana zakończyła się powodzeniem;
- 4) w przypadku komponentów, w których w poprzednim badaniu LDAR stwierdzono emisję metanu na poziomie poniżej progów określonych w art. 14 ust. 8, wyniki monitorowania po badaniu LDAR w celu sprawdzenia, czy wielkość wycieku metanu uległa zmianie, oraz zalecenia na podstawie tych wyników.

ZAŁĄCZNIK III

Zgłaszanie zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i spalaniem gazu w pochodni, o którym mowa w art. 16

Operatorzy przekazują właściwym organom co najmniej następujące informacje dotyczące zdarzeń uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni:

- 1) nazwę operatora;
- 2) lokalizację, nazwę i rodzaj aktywów;
- 3) wykorzystywane urządzenia;
- 4) daty i godziny wykrycia lub rozpoczęcia zdarzenia i jego zakończenia;
- 5) kwantyfikację objętości metanu uwolnionego do atmosfery lub spalonego w pochodni;
- 6) nominalny poziom skuteczności spalania oraz rodzaj używanej pochodni lub innego urządzenia do spalania;
- 7) przyczynę i charakter zdarzenia;
- 8) środki podjęte w celu ograniczenia czasu trwania i skali zdarzenia;
- 9) działania naprawcze podjęte w celu wyeliminowania przyczyny wystąpienia takiego zdarzenia oraz zapobieżenia jego ponownemu wystąpieniu;
- 10) wyniki przeprowadzanych co dwa tygodnie inspekcji urządzeń do spalania odpadów petrochemicznych lub innych urządzeń spalania oraz, w stosownych przypadkach, zdalnych lub zautomatyzowanych systemów monitorowania, które to inspekcje przeprowadza się zgodnie z art. 17, w szczególności w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości;
- 11) decyzję o wymianie urządzeń uwalniających metan do atmosfery oraz, w stosownych przypadkach, harmonogram wymiany.

ZAŁĄCZNIK IV

Kontrole pochodni i innych urządzeń do spalania

Kontrole pochodni i innych urządzeń do spalania obejmują kompleksową kontrolę słuchową, wzrokową i zapachową, w tym zewnętrzną kontrolę wzrokową pochodni i innych urządzeń do spalania, nasłuchiwanie w celu stwierdzenia nieszczelności i przecieków oraz wążanie w celu wykrycia nietypowych i silnych zapachów.

Raport zawiera następujące obserwacje:

- 1) w przypadku zapalonych pochodni i innych urządzeń do spalania: czy spalanie uznaje się za odpowiednie czy za nieodpowiednie;
- 2) w przypadku niezapalonych pochodni i innych urządzeń do spalania: czy niezapalone urządzenie ma ujście gazu czy nie; w przypadku gdy pochodni lub inne urządzenie do spalania jest wyposażone w system zdalnego lub automatycznego monitorowania, emisje metanu oblicza się na podstawie natężenia przepływu i poślizgu niespalonego metanu, w przypadku gdy urządzenie ma ujście gazu.

Do celów pkt 1 nieodpowiednie spalanie oznacza spalanie z widocznymi emisjami, które łącznie trwają dłużej niż pięć minut w ciągu dwóch kolejnych godzin, lub, w przypadku pochodni lub innego urządzenia do spalania wyposażonego w zdalny lub zautomatyzowany system monitorowania, spalanie z widocznymi emisjami, które łącznie trwają dłużej niż pięć minut w ciągu dwóch kolejnych godzin, rejestrowanymi w trybie na żywo.

ZAŁĄCZNIK V

Wykazy odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych, o których mowa w art. 18

Część 1

1. Wykazy odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych zawierają co najmniej następujące elementy:
 - a) nazwę i adres operatora, właściciela lub licencjobiorcy, stosownie do przypadku;
 - b) nazwę, rodzaj i lokalizację odwiertu lub odwiertu górniczego, ze wskazaniem, czy chodzi o odwiert nieczynny, odwiert tymczasowo zaczopowany lub odwiert permanentnie zaczopowany i opuszczony;
 - c) o ile to wykonalne, mapę przedstawiającą granice odwiertu lub odwiertu górniczego;
 - d) wyniki kwantyfikacji emisji metanu do powietrza i do wody.
2. Wykazy odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zaczopowanych oraz odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych mogą zawierać następujące elementy:
 - a) daty pierwszych wierceń i ostatniej eksploatacji;
 - b) orientację (pionową, poziomą i ukośną);
 - c) całkowitą głębokość odwiertu;
 - d) czy w trakcie procesu wiertniczego miały miejsce jakiegokolwiek istotne zdarzenia, takie jak „kopnięcia”;
 - e) czy odwiert natrafił na gaz zawierający znaczne ilości związków siarki (gaz zakwaszony) lub śladowe ilości związków siarki (słodki gaz);
 - f) dostępne dane sejsmiczne dla odwiertu w górnych 1 000 m jego trajektorii w promieniu 1 000 m;
 - g) najnowsze sprawozdanie z oceny integralności odwiertu;
 - h) czy odwiert jest odwiertem rozpoznawczym czy produkcyjnym;
 - i) czy odwiert natrafił na jakiegokolwiek płytkie kieszenie gazowe, płytkie strefy gazowe lub strefy utraconej cyrkulacji;
 - j) czy odwiert znajduje się na lądzie (wskazać miejski, wiejski, inny) czy na morzu (wskazać głębokość wody);
 - k) w przypadku odwiertów morskich – informacje dotyczące wszelkich warunków na dnie morskim, które mogłyby pomóc w migracji metanu ku górze przez słup wody;
 - l) informacje na temat statusu cyklu życia odwiertu (czynny, nieczynny, zaczopowany od dołu, wycofany z eksploatacji itp.);
 - m) czy nakrycie odwiertu związane z odwiertem wycofanym z eksploatacji jest odpowietrzane.
3. W odniesieniu do odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych, wykazy zawierają również:
 - a) ostatnie znane pomiary lub kwantyfikację emisji metanu do powietrza i do wody, jeżeli takie istnieją;
 - b) informacje pokazujące, że odpowiedni właściwy organ potwierdził, że dany odwiert lub miejsce odwiertu spełniają kryteria określone w art. 2 pkt 40;
 - c) dokumentację odpowiednią, by wykazać, że nie występują emisje metanu z odwiertu lub odwiertu górniczego, w tym kwantyfikację opartą na współczynniku emisji lub na próbkach lub wiarygodne dowody na permanentną izolację podpowierzchniową zgodnie z normą ISO 16530-1:2017:
 - (i) w przypadku wszystkich odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych w dniu 3 sierpnia 1994 r. lub po tej dacie;
 - (ii) w przypadku wszystkich odwiertów permanentnie zaczopowanych i opuszczonych przed dniem 3 sierpnia 1994 r., o ile są dostępne.

Część 2

Plany ograniczania emisji z odwiertów nieczynnych oraz odwiertów tymczasowo zaczopowanych zawierają co najmniej następujące elementy

- 1) harmonogram zajęcia się każdym odwiertem nieczynnym i odwiertem tymczasowo zaczopowanym, wraz z działaniami, które należy wykonać;
 - 2) nazwę i adres operatora, właściciela lub licencjodawcy odwiertu nieczynnego lub odwiertu tymczasowo zaczopowanego, stosownie do przypadku;
 - 3) przewidywaną datę ukończenia remediacji, rekultywacji lub zaczopowania odwiertów nieczynnych i odwiertów tymczasowo zaczopowanych.
-

ZAŁĄCZNIK VI

Raporty dotyczące czynnych kopalń węgla, o których mowa w art. 20

Część 1

Raporty dotyczące czynnych podziemnych kopalń węgla zawierają co najmniej następujące elementy:

- 1) nazwę i adres operatora kopalni;
- 2) adres kopalni węgla;
- 3) liczbę ton każdego rodzaju węgla produkowanego przez kopalnię;
- 4) w odniesieniu do wszystkich szybów wentylacyjnych użytkowanych przez kopalnię:
 - a) nazwę (w stosownych przypadkach);
 - b) okres użytkowania, jeśli różni się od okresu raportowania;
 - c) współrzędne geograficzne;
 - d) funkcję (wdechowy, wydechowy);
 - e) specyfikacje techniczne urządzeń pomiarowych stosowanych do monitorowania i kwantyfikacji emisji metanu oraz określone przez producenta optymalne warunki ich działania;
 - f) czas – w ujęciu proporcjonalnym – w którym działało urządzenie do pomiaru ciągłego;
 - g) odniesienie do mających zastosowanie norm lub wymagań technicznych dotyczących:
 - położenia miejsca pobierania próbek przez urządzenie do pomiaru metanu;
 - pomiaru natężeń przepływu;
 - pomiaru stężeń metanu;
 - h) emisji metanu zarejestrowanych przez urządzenie do pomiaru ciągłego (w tonach);
 - i) emisji metanu zarejestrowanych w wyniku comiesięcznego pobierania próbek (w tonach/godzinę), z uwzględnieniem informacji dotyczących:
 - daty pobrania próbki;
 - techniki pobierania próbek;
 - odczytów warunków atmosferycznych (ciśnienie, temperatura, wilgotność) dokonanych w odpowiedniej odległości w celu odzwierciedlenia warunków działania urządzenia do pomiaru ciągłego;
 - j) w przypadku gdy kopalnia węgla jest połączona z drugą kopalnią węgla w jakikolwiek sposób umożliwiającą przepływ powietrza pomiędzy nimi – nazwę tej drugiej kopalni;
- 5) współczynniki emisji po zakończeniu eksploatacji górniczej i opis metody zastosowanej do ich obliczenia;
- 6) emisje po zakończeniu eksploatacji górniczej (w tonach).

Część 2

Raporty dotyczące czynnych kopalń odkrywkowych zawierają co najmniej następujące elementy:

- 1) nazwę i adres operatora kopalni;
- 2) adres kopalni węgla;
- 3) liczbę ton każdego rodzaju węgla produkowanego przez kopalnię;
- 4) mapę wszystkich złóż eksploatowanych przez kopalnię z zaznaczonymi granicami tych złóż;
- 5) w odniesieniu do każdego złoża węgla:
 - a) nazwę (w stosownych przypadkach);

- b) okres użytkowania, jeśli różni się od okresu raportowania;
- c) opis metody eksperymentalnej stosowanej do ustalenia emisji metanu związanych z działalnością górniczą, w tym wybór metody uwzględniającej emisje metanu z otaczających warstw;
- 6) współczynniki emisji po zakończeniu eksploatacji górniczej i opis metody zastosowanej do ich obliczenia;
- 7) emisje po zakończeniu eksploatacji górniczej.

Część 3

Raporty dotyczące stacji odmetanowania zawierają co najmniej następujące elementy:

- 1) nazwę i adres operatora kopalni;
 - 2) liczbę ton metanu przesyłanych przez kopalniany system odmetanowania, z podziałem na kopalnie;
 - 3) liczbę ton metanu uwolnionego do atmosfery;
 - 4) liczbę ton metanu spalonego w pochodni;
 - 5) nominalny poziom skuteczności spalania gazu pochodni lub innego urządzenia do spalania;
 - 6) wykorzystanie wychwyconego metanu.
-

ZAŁĄCZNIK VII

Zgłaszanie zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i spalaniem gazu w pochodni w stacjach odmetanowania, o których mowa w art. 23

Operatorzy stacji odmetanowania przekazują właściwym organom co najmniej następujące elementy dotyczące zdarzeń uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni:

- 1) nazwę i adres operatora stacji odmetanowania;
 - 2) moment, w którym zdarzenie zostało wykryte;
 - 3) przyczynę zdarzenia;
 - 4) w stosownym przypadku uzasadnienie zastosowania uwalniania do atmosfery zamiast spalania gazu w pochodni;
 - 5) liczbę ton metanu uwolnionego do atmosfery lub spalonego w pochodni lub dane szacunkowe, jeżeli kwantyfikacja nie jest możliwa.
-

ZAŁĄCZNIK VIII

Wykazy, sprawozdania i plany ograniczania emisji dotyczące zamkniętych podziemnych kopalń węgla i opuszczonych podziemnych kopalń węgla, o których mowa w art. 24, 25 i 26

Część 1

1. W odniesieniu do każdego zakładu górniczego wykaz zamkniętych podziemnych kopalń węgla i nieczynnych podziemnych kopalń węgla, o których mowa w art. 24 i 25, zawiera co najmniej następujące elementy:
 - 1.1. nazwę i adres operatora, właściciela lub licencjobiorcy, stosownie do przypadku;
 - 1.2. adres zakładu górniczego;
 - 1.3. mapę przedstawiającą granice kopalni węgla;
 - 1.4. plany wyrobisk górniczych i ich status;
 - 1.5. wyniki bezpośrednich pomiarów na poziomie źródła lub kwantyfikacji w następujących punktowych źródłach emisji:
 - a) wszystkich szybach użytkowanych przez kopalnię węgla w czasie jej eksploatacji, z podaniem:
 - (i) współrzędnych szybu;
 - (ii) nazwy szybu (w stosownych przypadkach);
 - (iii) statusu i metody zamknięcia, jeśli są znane;
 - b) nieużywanych przewodach odprowadzających gaz;
 - c) nieużywanych odwiertach do celów odmetanowania;
 - d) innych zarejestrowanych potencjalnych punktowych źródłach emisji.
2. Pomiar, o którym mowa w pkt 1.5, muszą być przeprowadzane zgodnie z następującymi zasadami:
 - 2.1. pomiarów dokonuje się w warunkach ciśnienia atmosferycznego umożliwiających wykrycie ewentualnego wycieku metanu oraz zgodnie z odpowiednimi normami naukowymi;
 - 2.2. pomiarów dokonuje się przy użyciu urządzeń o dokładności co najmniej 0,5 tony na rok;
 - 2.3. do pomiarów należy dołączyć następujące informacje:
 - a) datę przeprowadzenia pomiaru;
 - b) ciśnienie atmosferyczne;
 - c) szczegółowe dane techniczne dotyczące urządzenia użytego do przeprowadzenia pomiaru;
 - 2.4. szyby wentylacyjne użytkowane w przeszłości przez co najmniej dwie kopalnie węgla należy przyporządkować tylko do jednej kopalni, aby uniknąć podwójnego liczenia.

Część 2

Raport, o którym mowa w art. 25 ust. 6, zawiera następujące elementy:

1. nazwę i adres operatora, właściciela lub licencjobiorcy, stosownie do przypadku;
2. adres zakładu górniczego;
3. emisje metanu ze wszystkich punktowych źródeł emisji określonych w części 1, w tym:
 - a) rodzaj punktowego źródła emisji;
 - b) szczegółowe dane techniczne dotyczące urządzenia pomiarowego, w tym jego wrażliwości, i metody użytej do oszacowania emisji metanu;
 - c) czas – w ujęciu proporcjonalnym – w którym działało urządzenie do pomiaru ciągłego;

- d) stężenie metanu zarejestrowane przez urządzenie pomiarowe;
- e) szacunki emisji metanu z punktowego źródła emisji.

Część 3

1. Plan ograniczania emisji, o którym mowa w art. 26 ust. 1, zawiera co najmniej następujące elementy:
 - 1.1. wykaz wszystkich punktowych źródeł emisji, o których mowa w części 1;
 - 1.2. informacje na temat wykonalności technicznej ograniczania emisji metanu na poziomie zakładu górniczego, w oparciu o punktowe źródła emisji;
 - 1.3. harmonogram ograniczania emisji metanu z każdego zakładu górniczego;
 - 1.4. ocenę efektywności projektów dotyczących gromadzenia metanu z opuszczonych kopalń węgla, w przypadku gdy projekty takie zostały zrealizowane.
 2. Plan ograniczania emisji może zawierać przegląd praktyk stosowanych w celu ograniczenia emisji metanu, takich jak rozwój projektów magazynowania energii geotermalnej i ciepłej w zalanych kopalniach węgla, zastosowania energii wodnej w niezalanych kopalniach węgla, wychwytywanie metanu poprzez odgazowanie, stosowanie urządzeń odgazowujących istotnych z punktu widzenia bezpieczeństwa, wykorzystanie gazu kopalnianego jako zasobu energetycznego lub gromadzenie wody kopalnianej i inne możliwe zastosowania.
-

ZAŁĄCZNIK IX

Informacje przekazywane przez importerów zgodnie z art. 27 ust. 1, art. 28 ust. 1, 2 i 3 oraz art. 29 ust. 1

Importerzy przekazują następujące informacje:

- 1) nazwę i adres eksportera oraz nazwę i adres producenta, o ile nie jest on tożsamy z eksporterem;
- 2) eksportujące państwa i regiony trzecie, w których wytworzono produkty, sklasyfikowane w unijnej klasyfikacji jednostek terytorialnych do celów statystycznych (NUTS) poziomu 1 oraz kraje i regiony sklasyfikowane na poziomie 1 (NUTS), przez które transportowano produkty do momentu wprowadzenia ich na rynek Unii;
- 3) w odniesieniu do ropy naftowej i gazu ziemnego – informacje, czy producent lub eksporter, stosownie do przypadku, dokonuje pomiarów i kwantyfikacji na poziomie źródła i zakładu, czy dane te podlegają niezależnej weryfikacji zewnętrznej, czy jego emisje metanu są zgłaszane niezależnie lub w ramach zobowiązań do zgłaszania krajowych wykazów gazów cieplarnianych zgodnie z wymogami UNFCCC oraz czy są one zgodne z wymogami UNFCCC w zakresie sprawozdawczości lub z normami OGMP 2.0; kopię najnowszego raportu dotyczącego emisji metanu zawierającego, w miarę dostępności, informacje, o których mowa w art. 12 ust. 4, jeżeli podano je w takim raporcie; oraz dla każdego rodzaju emisji metanu metodę kwantyfikacji zastosowaną w raporcie (np. poziomy UNFCCC lub OGMP 2.0);
- 4) w odniesieniu do ropy naftowej i gazu ziemnego – informacje, czy producent lub eksporter, stosownie do przypadku, stosuje środki regulacyjne lub dobrowolne w celu kontroli swoich emisji metanu, w tym środki takie jak badania LDAR lub środki kontroli i ograniczania zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i zdarzeń związanych ze spalaniem w pochodni, w tym opis tych środków, w stosownych przypadkach wraz z odpowiednimi raportami z badań LDAR oraz ze zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i zdarzeń związanych ze spalaniem w pochodni w odniesieniu do ostatniego dostępnego roku kalendarzowego;
- 5) w odniesieniu do węgla – informacje, czy producent lub eksporter, stosownie do przypadku, dokonuje pomiarów i kwantyfikacji na poziomie źródła i zakładu górniczego, czy te emisje metanu są liczone i kwantyfikowane zgodnie z załącznikiem VI, czy dane te podlegają niezależnej weryfikacji zewnętrznej, czy jego emisje metanu są zgłaszane niezależnie lub w ramach zobowiązań do zgłaszania krajowych wykazów gazów cieplarnianych zgodnie z wymogami UNFCCC oraz czy są one zgodne z wymogami UNFCCC w zakresie sprawozdawczości lub z europejskimi lub innymi międzynarodowymi normami w zakresie monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji metanu; kopię najnowszego raportu dotyczącego emisji metanu zawierającego, w miarę dostępności, informacje, o których mowa w art. 20 ust. 6; oraz dla każdego rodzaju emisji metanu metodę kwantyfikacji zastosowaną w raporcie (np. poziomy UNFCCC);
- 6) w odniesieniu do węgla – informację, czy na potrzeby kontroli emisji metanu producent lub eksporter stosuje środki regulacyjne czy dobrowolne, w tym środki służące kontrolowaniu i ograniczaniu zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i zdarzeń związanych ze spalaniem gazu w pochodni; oraz, o ile są dostępne, ilości metanu uwalnianego do atmosfery i spalonego w pochodni obliczone dla każdej kopalni węgla co najmniej w ostatnim roku kalendarzowym oraz istniejące plany ograniczania emisji dla każdej kopalni węgla, wraz z opisem tych środków, w tym, o ile są dostępne, raporty ze zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i zdarzeń związanych ze spalaniem gazu w pochodni w ostatnim dostępnym roku kalendarzowym;
- 7) w stosownych przypadkach, nazwę podmiotu, który przeprowadził niezależną weryfikację zewnętrzną raportów, o których mowa w pkt 3 i 5;
- 8) informacje na podstawie art. 28 ust. 1 lub 2, stosownie do przypadku, wskazujące, że ropa naftowa, gaz ziemny lub węgiel podlegają środkom monitorowania, raportowania i weryfikacji na poziomie producenta równoważnym środkom określonym w niniejszym rozporządzeniu w odniesieniu do umów zawartych lub odnowionych w dniu 4 sierpnia 2024 r. lub po tej dacie, oraz informacje na temat starań podjętych w celu zapewnienia, aby ropa naftowa, gaz ziemny lub węgiel dostarczone na podstawie umów zawartych przed dniem 4 sierpnia 2024 r. podlegały środkom monitorowania, raportowania i weryfikacji na poziomie producenta równoważnym środkom określonym w niniejszym rozporządzeniu;
- 9) informacje, czy klauzule wzorcowe, o których mowa w art. 28 ust. 3, są stosowane w umowach na dostawy, ze wskazaniem, o które klauzule chodzi;
- 10) informacje na podstawie art. 29 ust. 1 na temat intensywności emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla wprowadzanych do obrotu w Unii na podstawie odpowiednich umów na dostawy.