

Emisje metanu

Wyzwanie dla klimatu,
energetyki i prawa



Warszawa, styczeń 2022

Sugerowany sposób cytowania:

W. Modzelewski, J. Nęcki, Emisje metanu: wyzwanie dla klimatu, energetyki i prawa, ClientEarth 2022

Autorzy:

Wojciech Modzelewski (ClientEarth)

Dr Jarosław Nęcki

Współpraca: Ilona Jędrasik, Joanna Kawalec, Wojciech Kukuła

Opracowanie graficzne: Sylwia Niedaszkowska

Korekta Językowa Maciej Szklarczyk

Zdjęcie na okładce: Unsplash.com

Zdjęcia: Unsplash.com

Wydawca:

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi

ul. Mokotowska 33/35, 00-560 Warszawa

Kopiowanie i rozpowszechnianie może być dokonane za podaniem źródła

© Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi

ISBN: ISBN 978-83-953040-9-5

Niniejsza publikacja nie stanowi porady prawnej ani innej usługi doradczej, a jej treści nie należy traktować jako podstawy jakichkolwiek działań lub zaniechań.

Emisje metanu

**Wyzwanie dla klimatu,
energetyki i prawa**

Warszawa, styczeń 2022

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie	5
Główne wnioski	7
Charakterystyka metanu	9
1. Metan jako gaz cieplarniany	9
2. Źródła emisji metanu	11
2.1 Paliwa płynne	12
2.2 Odpady	15
2.3 Rolnictwo	15
2.4 Monitorowanie emisji metanu na przykładzie gazu ziemnego	15
Emisje metanu w polskim sektorze energetycznym	18
1. Metan kopalniany	18
2. Gaz ziemny	21
2.1 Emisje metanu z sektora wydobywania	23
2.2 Emisje metanu z sektora przesyłu gazu (midstream)	26
2.3 Dane o emisji metanu w polsce związane z wydobywaniem i dystrybucją gazu ziemnego	27
Otoczenie regulacyjne	31
1. Regulacje UE	31
2. Strategia metanowa UE	31
3. Dyrektywy i rozporządzenia	32
4. Regulacje krajowe	35
Projekt rozporządzenia UE ws. ograniczania emisji metanu w energetyce	37
1. Organy kontroli i weryfikacji	37
2. Emisje metanu z sektora ropy naftowej i gazu	38
3. Emisje metanu z sektora węglowego	39
4. Emisje metanu poza UE	40
Podsumowanie	42

WPROWADZENIE

W 2015 r. strony Porozumienia paryskiego¹ uzgodniły, że w drugiej połowie XXI wieku muszą osiągnąć neutralność klimatyczną, aby zapobiec najgroźniejszym skutkom postępującej zmiany klimatu. W raporcie Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (dalej jako: „IPCC”) z 2018 r. stwierdzono, że ograniczenie wzrostu globalnej temperatury do 1,5°C może zostać osiągnięte jedynie poprzez zdecydowane i równoległe ograniczenie emisji dwutlenku węgla (CO₂), jak również wszystkich krótkotrwałych zanieczyszczeń klimatu (ang. *short-lived climate pollutants*, dalej jako: „SLCP”)², zwłaszcza tak istotnych jak metan (CH₄)³.

Ze względu na znacznie niższy poziom emisji w porównaniu do CO₂, metan nie był i w wielu przypadkach wciąż nie jest uwzględniany w tworzeniu regulacji politycznych oraz prawnych nakierowanych na redukcję emisji gazów cieplarnianych. Jest tak mimo, że pojedyncza cząsteczka metanu ogrzewa atmosferę 86 razy silniej niż cząsteczka dwutlenku węgla.

Tym niemniej, w ostatnim czasie zarówno na arenie międzynarodowej, jak też w Unii Europejskiej pojawiły się inicjatywy zajmujące się badaniem i przeciwdziałaniem nadmiernym emisjom metanu. Odniesienia do alarmujących skutków emisji tego gazu możemy przeczytać m.in. w najnowszym raporcie IPCC⁴ czy nowej strategii UE: Europejski Zielony Ład⁵. Warte odnotowania jest również inicjatywa zainaugurowana przez Stany Zjednoczone oraz Unię Europejską przy okazji szczytu klimatycznego COP26 pod nazwą Global Methane Pledge, która zakłada wspólne dążenie do redukcji emisji metanu przynajmniej o 30% w latach 2020–2030, dzięki czemu miałoby się udać ograniczyć wzrost globalnej temperatury o 0,2°C do roku 2050. Pod projektem podpisało się 105 państw. Zabrakło podpisów m.in. Chin, Rosji i Indii, a także Polski⁶, Czech i Węgier.

Dyskusja nad ograniczaniem emisji metanu toczy się również wśród samych emitentów. Związki branżowe przedsiębiorstw (np. OGCI – Oil and Gas Climate Initiative), w których emisje metanu są bardzo wysokie, przygotowują własne opracowania oraz wytyczne związane z monitorowaniem i zapobieganiem emisjom metanu⁷.

Ze względu na krótszy czas utrzymywania się metanu w atmosferze, Program Środowiskowy Organizacji Narodów Zjednoczonych (dalej jako: „UNEP”)⁸ szacuje, że ograniczenie antropogenicznych emisji metanu stanowi jedną z najbardziej opłacalnych strategii szybkiego ograniczenia tempa procesu ocieplania klimatu. UNEP podnosi, że przy wykorzystaniu dostępnych obecnie środków i technologii, moglibyśmy ograniczyć emisje metanu do roku 2030 o 45%, co pozwoliłoby uniknąć ocieplenia klimatu o 0,3°C do 2040 r. Ograniczenie emisji metanu mogłoby za-

1 Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r., Dz.U. z 2017 r. poz. 36.

2 Krótkotrwałe zanieczyszczenia klimatu zdefiniowane są w Szóstym Raporcie IPCC (2021) jako związki takie jak metan i aerozole siarczanowe, które ocieplają lub ochładzają klimat Ziemi w krótszych skalach czasowych (dni, lata) niż gazy cieplarniane, takie jak dwutlenek węgla (którego efekt klimatyczny utrzymuje się przez dziesięciolecia, stulecia lub dłużej). Ponieważ SLCP nie pozostają w atmosferze przez bardzo długi czas, ich wpływ na klimat jest różny w poszczególnych regionach i może się szybko zmieniać.

3 Raport Specjalny IPCC, 2018.

4 Szósty Raport IPCC, 2021.

5 Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Ład”, COM(2019) 640 final.

6 Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi wystąpiła do Prezesa Rady Ministrów z zapytaniem o przyczyny nieprzystąpienia Polski do Global Methane Pledge. W odpowiedzi otrzymaliśmy informację, że „(...) porozumienie Global Methane Pledge zainicjowane zostało przez Stany Zjednoczone oraz Unię Europejską, a Polska jako członek Unii Europejskiej będzie pośrednio uczestniczyć w tym porozumieniu. Obecnie rozpoczynają się prace w UE nad przepisami wdrażającymi ww. deklarację i Polska (po wyznaczeniu instytucji wiodącej) będzie w pełni aktywnie uczestniczyć w unijnych negocjacjach”.

7 Chodzi przede wszystkim o związki branżowe sektora gazu, jak np. Marcogaz czy Gas Infrastructure Europe (GIE). Do działań tych możemy zaliczyć np. raport „Potential ways the gas industry can contribute to the reduction of methane emissions” (GIE, Marcogaz, 2019); raporty: „Prestandardization. Assessment of methane emissions for gas transmission and distribution system operators” oraz „Recommendation for Leak Detection and Repair (LDAR) Programmes in the European Gas Sector (Transmission, UGS, LNG terminals and distribution)”; „Methane Emission Action Plan” (koordynowane przez GIE oraz Marcogaz).

8 Ang. United Nations Environment Programme and Climate & Clean Air Coalition.

pobiec również, każdego roku, 255 tysiącom przedwczesnych zgonów przypisanych zmianom klimatu⁹.

Pomimo że Polska należy do grupy największych emitentów metanu w UE, temat tych emisji oraz ich skutków poruszany jest w krajowej debacie publicznej niezwykle rzadko. Dostrzegając brak tej dyskusji oraz bierność decydentów w zakresie wprowadzania rozwiązań związanych z obowiązkiem monitorowania i ograniczania emisji metanu, Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi przygotowała analizę tych emisji w polskim sektorze energetycznym. W niniejszym opracowaniu przedstawiamy główne źródła emisji metanu w sektorze energetycznym, regulacje prawne dotyczące emisji metanu oraz propozycję niezbędnych zmian w polskich aktach prawnych mających na celu skuteczną implementację najnowszych propozycji legislacyjnych Komisji Europejskiej w zakresie redukcji emisji metanu.

9 United Nations Environment Programme and Climate & Clean Air Coalition, „Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions”, 2021

GŁÓWNE WNIOSKI

- Metan jest gazem silniej oddziałującym na klimat niż dwutlenek węgla (CO₂). Ma on o 86 razy większą zdolność do pochłaniania promieniowania cieplnego. Największe emisje metanu w skali globalnej pochodzą z sektora energetycznego, odpadów oraz rolnictwa.
- W Polsce, udokumentowane emisje metanu pochodzą przede wszystkim z przemysłu związanego z wydobywaniem, transportem i konsumpcją paliw kopalnych – 38,5 proc., z produkcji rolnej – 30,7 proc. oraz gospodarki odpadami – 23,4 proc. Na emisję z energetyki składa się przede wszystkim emisja z kopalń węgla kamiennego i brunatnego, stanowiąca 32,2 proc. całkowitej krajowej emisji metanu do atmosfery.
- Jako największych pojedynczych emitentów metanu kopalnianego wskazuje się m.in.: Kopalnię Węgla Kamiennego Knurów-Szczygłowice, należąca do Jastrzębskiej Spółki Węglowej oraz Zakład Górniczy Brzeszcze, należący do spółki TAURON Wydobywanie. Z kolei koncernem, który uwalnia najwięcej emisji metanu, jest Jastrzębska Spółka Węglowa, która odpowiada za około 50 proc. emisji metanu kopalnianego. Metan emitowany jest nawet przez nieczynne już kopalnie, jeżeli nie zostały one skutecznie zabezpieczone.
- Emisje metanu z energetyki pochodzą również z sektora gazowego. W łańcuchu dostaw gazu ziemnego emisje wydobywają się przede wszystkim z gazociągów dystrybucyjnych i przesyłowych (w szczególności z tłoczni gazu), z magazynów gazu oraz terminali regazyfikacyjnych LNG. Ze względu na brak określonych standardów w zakresie monitorowania i raportowania emisji metanu, wciąż brakuje jednak pewnych danych na temat rzeczywistej wielkości emisji z tego sektora. Sytuacja ta wymaga pilnej zmiany.
- Ze względu na brak dokładnych i sprawdzonych danych o wielkości emisji w sektorze energetycznym istnieje prawdopodobieństwo, że są one w rzeczywistości większe od wartości, które wskazuje się w literaturze.
- Dyskutowana w Polsce rozbudowa infrastruktury gazowej, związana z traktowaniem gazu ziemnego jako „paliwa przejściowego”, może spowodować z jednej strony zmniejszenie emisji metanu z kopalń węgla (pod warunkiem zamknięcia ich w sposób zabezpieczający dalsze wycieki metanu), ale z drugiej, stanowi ryzyko zwiększenia emisji metanu z sektora gazowego.
- W Polsce brakuje podstawowych regulacji prawnych dedykowanych emisjom metanu. Obecnie dotyczą one głównie obowiązków związanych z Krajowym Rejestrem Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń. Polska pilnie potrzebuje nowych, dodatkowych regulacji w tym zakresie.
- Emisje metanu są objęte nieproporcjonalnie niską do wyrządzonej szkody klimatycznej opłatą środowiskową, wynoszącą w 2022 r. zaledwie 0,31 zł za tonę emisji. Warto zwrócić uwagę, że średnia cena za emisję CO₂ w europejskim systemie EU ETS wyniosła w 2021 r. ponad 53 EUR/t, podczas gdy pod koniec roku ceny tych uprawnień wynosiły już nawet 90 EUR/t.
- Polska powinna jak najszybciej przyjąć rozwiązania zmierzające do redukcji emisji metanu z sektora energetycznego.
- W zakresie metanu kopalnianego działania te powinny obejmować w szczególności:
 - Inwentaryzację czynnych i nieczynnych kopalń oraz przyjęcie programu wyposażenia kopalń w skuteczne narzędzia monitorujące emisje metanu;
 - Opracowanie, przy udziale operatorów kopalń i strony społecznej, strategii zawierającej plan ograniczenia i zagospodarowania emisji metanu;





- Przyjęcie wiążących regulacji prawnych mających na celu ograniczenie emisji metanu z polskiego górnictwa.
- W przypadku sektora gazu ziemnego konieczne jest wprowadzenie – dla całego łańcucha dostaw – wiążących standardów w zakresie wykrywania i redukcji wycieków metanu (ang. *leak detection and repair* – LDAR), które ograniczą niekontrolowane emisje metanu. W szczególności, ustandaryzowane powinny zostać metodologie pomiarów emisji oraz powinien zostać wyznaczony niezależny podmiot (organ) odpowiedzialny za weryfikację raportowanych emisji.
- Dane o emisjach metanu z polskiego sektora energetycznego powinny być publicznie dostępne i nieodpłatne.
- Grudniowa propozycja Komisji Europejskiej Rozporządzenia ws. ograniczania emisji metanu w energetyce, która ma uregulować status prawny metanu, będzie pierwszą regulacją służącą zmniejszeniu emisji metanu z sektora energetycznego. Zaprezentowany projekt wprowadza system monitorowania, raportowania oraz weryfikacji emisji metanu, nakłada na operatorów obowiązek implementowania systemów LDAR oraz ogranicza obecne praktyki upustów oraz spalania.
- Projekt rozporządzenia metanowego UE obejmuje niemal cały łańcuch dostaw w sektorach: węgla, ropy, gazu (w tym także terminale LNG i podziemne magazyny gazu), także jeżeli wykorzystują one biometan lub metan syntetyczny. Projekt nie reguluje jednak emisji powstających przy produkcji biometanu oraz emisji powstających podczas końcowego zużycia paliw kopalnych. Obowiązkami rozporządzenia mają zostać też objęte czynne i nieczynne odwierty ropy naftowej, gazu ziemnego oraz kopalnie (ich zamknięcie nie oznacza, że metan przestaje być emitowany do atmosfery). W przypadku już zamkniętych odwiertów czy kopalni, gdzie nie można ustalić właściciela, odpowiedzialność ma przejąć dane państwo członkowskie.
- Dodatkowe koszty branży gazowej, związane z wypełnianiem postanowień rozporządzenia, mają być brane pod uwagę przez Urząd Regulacji Energetyki przy ustalaniu taryf. Oznacza to, że ponoszone przez operatorów koszty redukcji emisji metanu podniosą, i tak już wysokie, koszty zakupu paliwa przez odbiorców końcowych gazu.
- Propozycja Komisji jest krokiem w kierunku ograniczania emisji metanu jednak niewystarczającym. W zaprezentowanym projekcie zabrakło ustanowienia wiążących celów w zakresie redukcji emisji metanu oraz bardziej zdecydowanego podjęcia problemu redukcji emisji metanu przez importerów paliw (największe emisje metanu powstają przy jego wydobyciu i transporcie, a więc w dużej mierze poza obszarem UE). Ewentualne, dodatkowe obowiązki (w tym konkretniejsze cele redukcyjne) miałyby zostać nałożone przez UE dopiero w 2025 r.

CHARAKTERYSTYKA METANU

1. METAN JAKO GAZ CIEPLARNIANY

Metan (CH_4) został zidentyfikowany przez włoskiego fizyka Alessandro Voltę w XVIII w., kiedy to stężenie metanu w atmosferze znajdowało się na poziomie 1/3 wartości współczesnej. Od tamtego momentu owo stężenie nieustannie rośnie, co przekłada się na wzmocnienie efektu cieplarnianego o około 20%. Metan, po dwutlenku węgla, stanowi najgroźniejszy gaz cieplarniany pochodzenia przemysłowego dla naszej atmosfery¹⁰. To, co powoduje, że jest on szczególnie niebezpieczny dla planety, to jego większa w porównaniu do dwutlenku węgla, zdolność do pochłaniania promieniowania cieplnego. W nauce przy ocenie wpływu jakiegoś gazu na globalne ocieplenie stosuje się współczynnik potencjału cieplarnianego – Global Warming Potential (dalej jako: „GWP”), który jest miarą oddziaływania cząsteczki danego gazu na klimat planety. GWP dla CH_4 jest ponad 80 razy większy w 20-letniej perspektywie czasowej od wartości GWP dla CO_2 . Jedną z cech odróżniających metan od dwutlenku węgla jest znacznie krótszy czas utrzymywania się w atmosferze – około 12 lat dla CH_4 , podczas gdy CO_2 pozostaje w powietrzu około 120 lat. Dlatego metan należy do kategorii krótkotrwałych zanieczyszczeń klimatu – SLCP. Gazy należące do kategorii SLCP charakteryzują się krótszym czasem pozostawania w atmosferze, jednak, co istotne, często znacznie bardziej mogą przyczynić się do nasilenia efektu cieplarnianego na Ziemi. Poniższa grafika pokazuje gazy SLCP wraz z ich pochodzeniem, czasem utrzymywania się w atmosferze oraz potencjałem ocieplenia klimatu.

Tabela 1 Gazy SLCP wraz z ich pochodzeniem, czasem utrzymywaniem się w atmosferze oraz potencjałem ocieplenia klimatu.

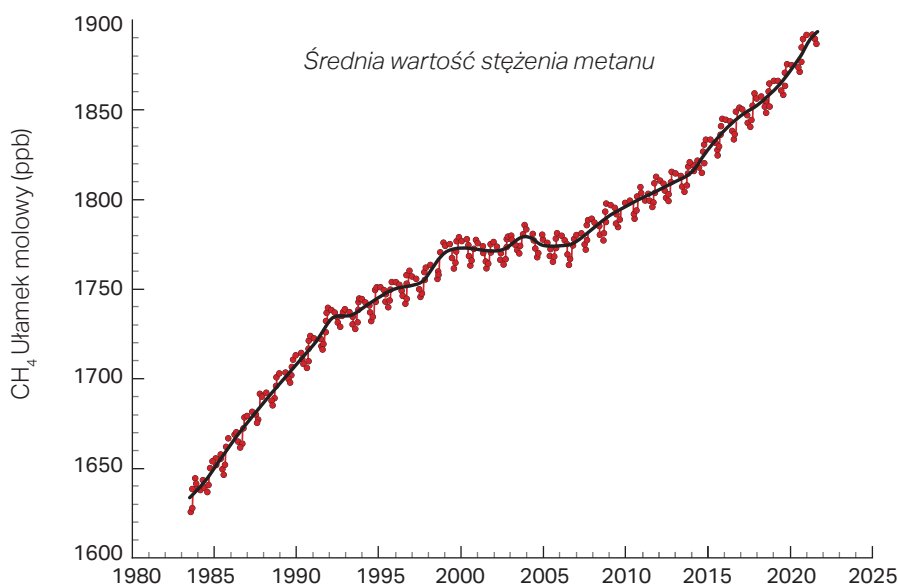
Rodzaj gazu cieplarnianego	Pochodzenie antropogeniczne	Czas utrzymywania się w atmosferze	Potencjał ocieplenia klimatu
Metan (CH_4)	Rolnictwo Paliwa kopalne, Odpady	12 lat	
Ozon (O_3)	Rolnictwo Paliwa kopalne Przemysł Transport	Tygodnie	
Węgiel, pył węglowy	Paliwa kopalne Domostwa Przemysł Transport	Dni	
Chlorowane halowęglowodory (freony)	Przemysł Środki chłodnicze	1-20 lat	

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Szóstego Raportu IPCC, 2021

10 Global Monitoring Laboratory, Earth System Research Laboratories, „Carbon Cycle Greenhouse Gases. Trends in CH_4 ”, https://gml.noaa.gov/ccgg/trends_ch4/

Niedawno opublikowany Szósty Raport IPCC akcentuje rolę SLCP, w szczególności metanu, w ociepleniu klimatu powodowanym przez człowieka. **Raport podkreśla pilną potrzebę redukcji emisji metanu, co, jak w nim stwierdzono, jest najszybszym sposobem na spowolnienie tempa ocieplenia klimatu.** Poniższy wykres przedstawia zapis zmian średniej wartości stężenia metanu w atmosferze Ziemi na podstawie badań przeprowadzonych przez amerykańską instytucję rządową NOAA¹¹.

Rys. 1. Zapis zmian średniej wartości stężenia metanu w atmosferze Ziemi na podstawie badań przeprowadzonych przez NOAA.



Źródło: Global Monitoring Laboratory, Earth System Research Laboratories, NOAA

Naziemne stacje obserwacyjne odnotowują wzrost stężenia od początku prowadzenia analiz w latach 80. XX wieku. Od tamtego czasu stężenie metanu wzrosło o 15%. Uśredniając, tempo rocznego wzrostu stężenia wynosiło 0,3% wartości bieżącej w ciągu roku. Tempo to zostało także potwierdzone przez pomiary prowadzone przez krakowską AGH w stacji badawczej zlokalizowanej na Kasprowym Wierchu. Warto jeszcze raz podkreślić, że w horyzoncie czasowym 20 lat, potencjał globalnego ocieplenia (GWP) szacuje się na 84-87 razy większy w przypadku metanu niż dwutlenku węgla. W horyzoncie 100 lat zmniejsza się on – szacunki wskazują na GWP metanu 28-36 razy mniejszy w tej perspektywie czasowej niż GWP dwutlenku węgla. Są to dwa horyzonty czasowe, które zostały uzgodnione w ramach IPCC¹², przy czym należy zaznaczyć, że drugi horyzont porównuje szkody powstałe w przeciągu 100 lat przez gaz, który po 30 latach praktycznie znika z atmosfery, zatem przez 70 lat nie wyrządza już Ziemi żadnej krzywdy. Dlatego przyjmowanie w raportach emitentów tej perspektywy podczas obliczania oddziaływania metanu na klimat często jest ich celowym zabiegiem mającym zmniejszyć wizerunek szkodliwości tego gazu dla naszej planety.

11 Global Monitoring Laboratory, Earth System Research Laboratories.

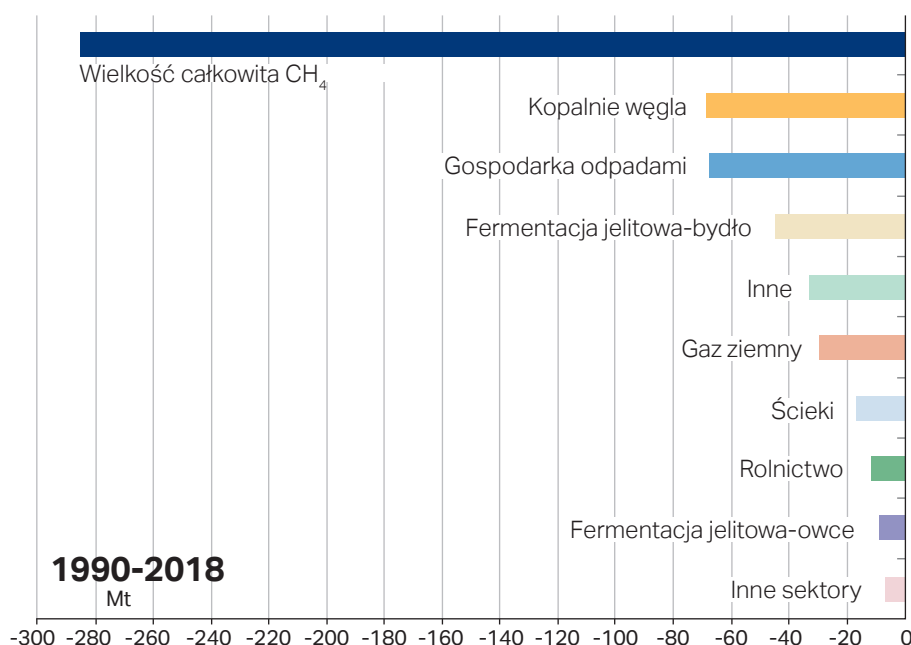
12 Piąty Raport IPCC, 2014.

2. ŹRÓDŁA EMISJI METANU

Emisja metanu może być oszacowana lub bezpośrednio zmierzona. Pomiary emisji metanu są znacznie trudniejsze niż w przypadku emisji CO₂, a niepewność wyników ciągle jest olbrzymia. W przypadku CH₄ przypisanie wartości liczbowych emisji do ich konkretnego źródła jest wyzwaniem, któremu należy jak najszybciej sprostać. Brakuje jednolitej metodologii, a nawet urządzeń, które w efektywny sposób byłyby w stanie wykryć emisje metanu i przyporządkować je do konkretnego źródła. Ze wszystkich istniejących źródeł metanu możemy wyodrębnić „naturalne”, takie jak np. mokradła i torfowiska, oraz te związane z działalnością człowieka, a więc „antropogeniczne”.

W niniejszym opracowaniu skupimy się przede wszystkim na źródłach antropogenicznych, przyczyniających się do uwalniania około 60% całkowitej ilości metanu wprowadzanej do atmosfery, ponieważ to właśnie na ich redukcję mamy największy wpływ. Większość emisji antropogenicznych, ujętych w skali globu, pochodzi z rolnictwa (40%), przemysłu związanego z paliwami kopalnymi (węgiel, gaz, ropa – 35%) oraz gospodarki odpadami (20%)¹³.

Rys. 2. Globalna struktura emisji metanu.



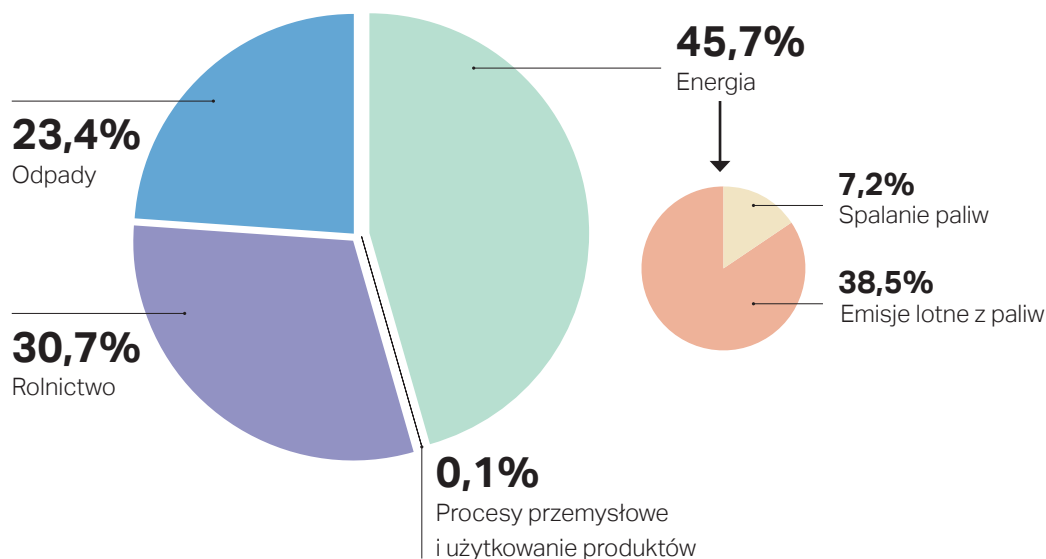
Źródło: „Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2018 and inventory report 2020”

Zgodnie z danymi Krajowego Raportu Inwentaryzacyjnego z 2019 r., suma emisji metanu w Polsce wyniosła 1,8 mln ton. Udział metanu w całkowitej krajowej emisji gazów cieplarnianych w roku 2019 wyniósł ponad 11%. W Polsce największe emisje metanu pochodzą z energetyki (45,7%: spalanie paliw oraz emisje lotne z paliw związane z ich wydobyciem, dystrybucją i konsumpcją, zob. wykres poniżej). Udziały trzech głównych kategorii źródeł w całkowitej emisji metanu rozkładają się następująco: **przemysł związany z wydobyciem, dystrybucją i konsumpcją paliw – 38,5%**; produkcja rolna – 30,7%; oraz gospodarka odpadami – 23,4%. Na emisję z pierwszej z wymienionych kategorii składa się udokumentowana emisja z kopalń węgla kamiennego i brunatnego stanowiąca 32,2% całkowitej emisji CH₄ do atmosfery. Zgodnie z danymi Eurostatu, Polska jest jednym z największych

13 United Nations Environment Programme and Climate & Clean Air Coalition, „Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions”, 2021. <https://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2020>

emitentów metanu w UE¹⁴, właśnie ze względu na olbrzymią ilość metanu uwalnianą w trakcie wydobycia węgla. Raportowana przez przedsiębiorstwa emisja metanu z wydobycia, przerobu i dystrybucji ropy naftowej oraz gazu stanowiła w Polsce 6,3% emisji całkowitej. Emisja z podkategorii „fermentacja jelitowa” związana z hodowlą bydła była dominującym źródłem emisji w kategorii „rolnictwo”, z udziałem wynoszącym około 28,0% w całkowitej emisji metanu. Emisja ze składowisk odpadów stanowiła około 17,4%, a z gospodarki ściekami 5,7% krajowej emisji metanu¹⁵.

Rys. 3. Struktura emisji metanu w Polsce w 2019 r.



Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, „Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2021. Inwentaryzacja gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2019”, 2021

2.1 PALIWA PŁYNNNE

Zgodnie z danymi opublikowanymi przez Międzynarodową Agencję Energetyki (dalej jako: „MAE”), w 2020 r. działalność związana z wydobyciem, magazynowaniem, transportem i dystrybucją ropy naftowej oraz gazu ziemnego na całym świecie przyczyniła się do uwolnienia ponad 75 mln ton, czyli 75 megaton (75 Mt) metanu do atmosfery¹⁶, przy czym największe emisje metanu z sektora ropy i gazu na świecie pochodzą z eksploatacji złóż ropy naftowej. Metan jest tam „niechcianym produktem ubocznym” wydobycia i często jest po prostu wypuszczany do atmosfery. W Europie nie ma bogatych złóż ropy naftowej, choć niewielkie wydobycie ropy ma miejsce nawet w Polsce. Zatem w przypadku kontynentu europejskiego największe emisje pochodzą z tzw. „downstream gas”, tj. transportu i magazynowania gazu ziemnego. Na drugim miejscu znajdują się emisje związane z wydobyciem gazu. W Europie to właśnie te dwie kategorie wymagają największej poprawy.

¹⁴ Eurostat, „Greenhouse gas emissions by source sector”, 2021.

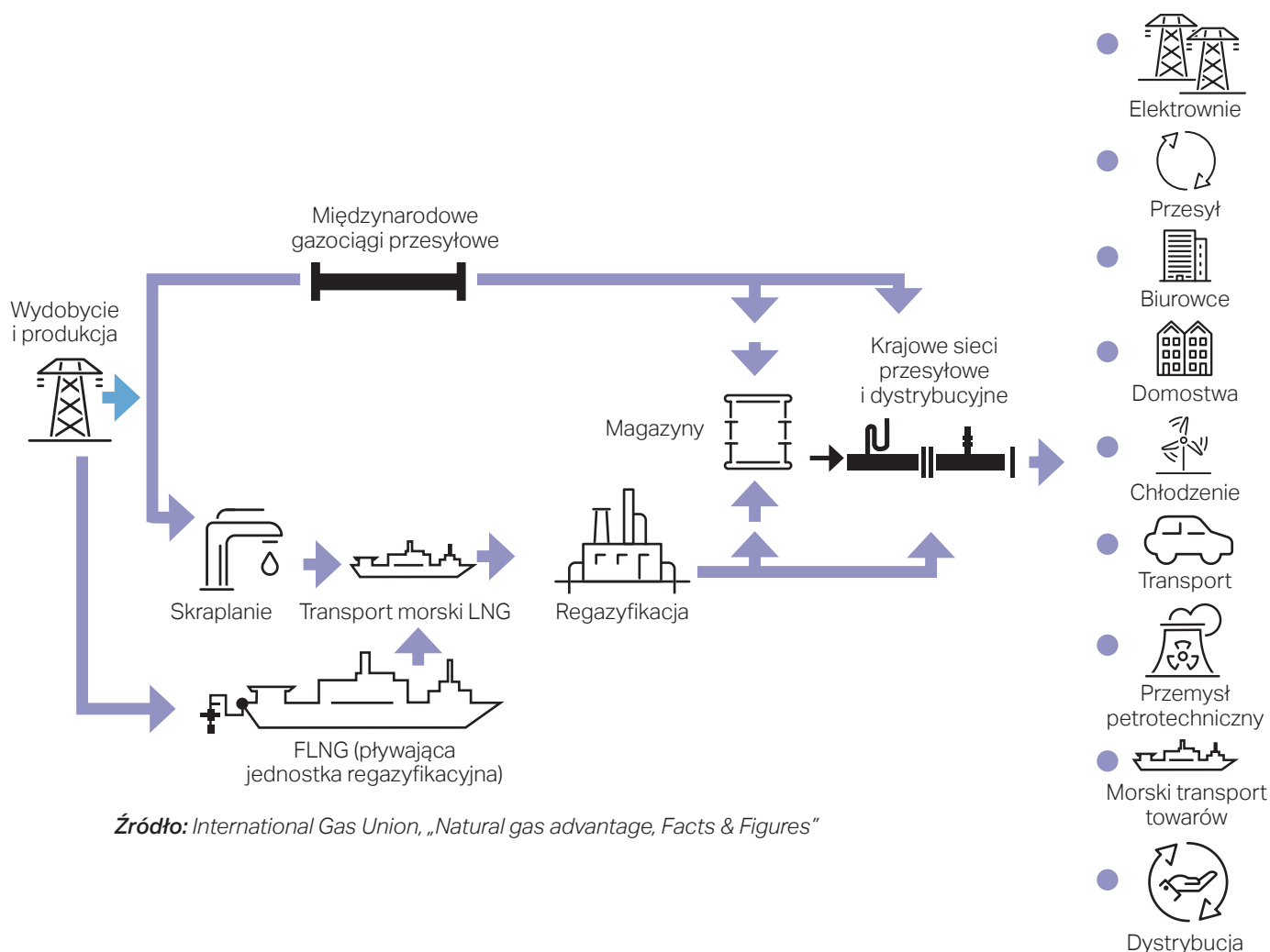
¹⁵ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, „Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2021. Inwentaryzacja gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2019”, 2021.

¹⁶ IEA (MAE), „Methane Tracker 2021”, Paris, 2021.

Podstawowym składnikiem gazu ziemnego jest metan, choć udział jego zawartości może zmieniać się w granicach 60-95%. Branża przemysłu związanego z gazem ziemnym składa się z poszukiwania i wydobycia, magazynowania oraz transportu gazociągami przesyłowymi i dystrybucyjnymi. Operacje związane z gazem ziemnym obejmują również łańcuch dostaw skroplonego gazu LNG (ang. *liquefied natural gas*), w tym w szczególności skraplanie, transport oraz regazyfikację. Największymi producentami gazu ziemnego na świecie są: Stany Zjednoczone, Rosja, Iran, Katar, Kanada oraz Chiny. Zarówno kontrolowane, jak też niekontrolowane emisje metanu pojawiają się na każdym etapie produkcji i dystrybucji gazu ziemnego, a obejmują emisje metanu z:

- wydobycia,
- produkcji,
- obróbki,
- transportu (sieć przesyłowa),
- dystrybucji (sieć dystrybucyjna),
- magazynowania,
- końcowego zużycia¹⁷.

Rys. 4. Podział sektora gazu od jego wydobycia do dostarczenia do odbiorcy końcowego.



Źródło: International Gas Union, „Natural gas advantage, Facts & Figures”



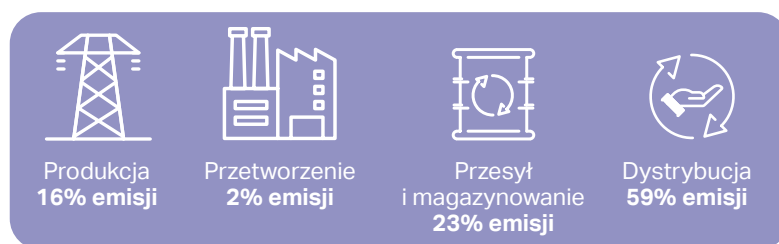
Unia Europejska jest największym importermem gazu ziemnego na świecie. Z importu pochodzi prawie 90% gazu ziemnego w niej wykorzystywanego. Do UE gaz dostarczany jest przede wszystkim gazociągami i jako skroplony gaz LNG. Od produkcji gazu ziemnego do ostatecznego spalania go przez odbiorcę końcowego metan może ulatniać się po drodze w wielu punktach, m.in. poprzez przypadkowe wycieki spowodowane np. nieszczelnością gazociągów lub intencjonalne procesy, takie jak np. upusty związane z pracami konserwatorskimi¹⁸. Możemy wyróżnić trzy podstawowe typy emisji metanu z procesów związanych z ropą naftową i gazem ziemnym:

- **Upusty** (ang. *venting*) – jest to kontrolowane uwolnienie gazu do atmosfery, związane z pracami konserwatorskimi np. infrastruktury przesyłowej.
- **Spalanie** (ang. *flaring*) – polega na kontrolowanym spalaniu gazu we flarach gazowych, zwanych też pochodniami. Spalanie wykorzystywane jest zarówno w codziennej działalności, jak i w sytuacjach awaryjnych. Flary gazowe często nie spalają się całkowicie, co skutkuje uwolnieniem emisji metanu do atmosfery.
- **Wycieki lub ucieczka emisji** (ang. *fugitive*) – odnosi się to do ucieczki gazu z komponentów infrastruktury. Ucieczka emisji może być spowodowana np. nieszczelnością gazociągów związaną z ich wiekiem lub uszkodzeniem mechanicznym, spowodowanym przez działania przyrody lub człowieka.

18 Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. z 2013 r. poz. 640), sieć gazowa powinna być wyposażona w armaturę zaporową i upustową. Rury upustowe odprowadzające gaz ziemny do atmosfery powinny: (1) umożliwiać wypływ gazu ziemnego do góry; (2) posiadać zabezpieczenie przed negatywnym oddziaływaniem opadów atmosferycznych; (3) znajdować się na wysokości co najmniej 3 m nad poziomem, z którego są obsługiwane, i co najmniej metr ponad dachem stacji gazowej.

Poniższa grafika prezentuje szacowane wielkości emisji metanu z sektora gazu ziemnego w UE w 2016 r.

Rys. 5. Szacowane wielkości emisji metanu z sektora gazu ziemnego w UE w 2016 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportu GIE oraz Marcogaz, *Potential ways the gas industry can contribute to the reduction of methane emissions Report for the Madrid Forum 2019*

2.2 ODPADY

Składowiska odpadów oraz gospodarka odpadami jest kolejnym po paliwach kopalnych źródłem znaczących emisji metanu. Sektor odpadów odpowiada za około 20% światowych antropogenicznych emisji CH₄. W zakresie odpadów największe emisje pochodzą z wysypisk śmieci. Problem ten dotyczy zwłaszcza państw słabiej rozwiniętych oraz tych, w których brakuje odpowiednich regulacji w zakresie składowisk odpadów. W państwach lepiej rozwiniętych odpady są skutecznie wykorzystywane do produkcji energii, a metan jest odzyskiwany ze składowisk i wykorzystywany energetycznie, jakkolwiek wiele biogazowni posiada także znaczne nieszczelności. W Polsce tylko niewielka część składowisk raportuje ilość wyemitowanego metanu do atmosfery.

2.3 ROLNICTWO

Emisje metanu z rolnictwa przyczyniają się do największego uwolnienia tego gazu w skali globalnej. Głównymi źródłami w tym sektorze są: fermentacja jelitowa (hodowla bydła) oraz uprawa ryżu. W Polsce, według danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (dalej jako: „KOBiZE”), w 2019 r. całkowita emisja gazów cieplarnianych z rolnictwa wyniosła około 8% całkowitej krajowej antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych (uwzględniających także emisje CO₂). Polskie rolnictwo jest przede wszystkim źródłem emisji podtlenku azotu (N₂O) i odpowiada za 80% antropogenicznej emisji tego gazu w Polsce¹⁹. Do emisji metanu pochodzącej z rolnictwa przyczynia się nie tylko hodowla bydła, ale także gospodarka obornikiem. Są to bardzo istotne źródła, stanowiące aż 30% emisji ze wszystkich źródeł krajowych w 2019 r.²⁰

2.4 MONITOROWANIE EMISJI METANU NA PRZYKŁADZIE GAZU ZIEMNEGO

Aby skutecznie ograniczać emisje metanu do atmosfery, konieczna jest przede wszystkim identyfikacja dokładnych źródeł emisji, co będzie możliwe wyłącznie przy skutecznym mechanizmie monitorowania emisji. Do ilościowego szacowania wielkości emisji metanu z sektora gazowego stosowane są trzy sposoby (trzy podejścia) opracowane zgodnie z wytycznymi IPCC:

19 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, „Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2021. Inwentaryzacja gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2019”, 2021.

20 Jeśli chodzi o łączną emisję gazów cieplarnianych (GHG) z rolnictwa, liczoną w ekwiwalencie CO₂, to głównymi źródłami emisji w 2019 r. były gleby rolnicze, spalanie odpadów roślinnych oraz fermentacja jelitowa.

Tabela. 2. Szacowanie wielkości emisji metanu zgodne z wytycznymi IPCC

Podejście	Metodologia pomiaru
1	Podejście 1 jest metodą najprostszą, najczęściej stosowaną w przypadku braku danych dotyczących systemu transportującego gaz ziemny. Zgodnie z tym podejściem określany jest jeden zagregowany współczynnik emisji (ang. emission factor, EF) dla całego systemu, który mnożony jest przez współczynnik aktywności (ang. activity factor, AF), który podawany jest jako ilość np. transportowanego gazu. Jest to podejście uznawane za najmniej wiarygodne i w odróżnieniu od Podejścia 2 oraz 3 nie wymaga ono szczegółowej znajomości systemu.
2	W podejściu 2 konieczna jest znajomość elementów wchodzących w skład systemu, a obliczenia emisji metanu stanowią sumę iloczynów współczynników emisji i współczynników aktywności dla każdego ze źródeł emisji.
3	Podejście 3 wymaga największej znajomości systemu i pozwala uwzględnić np. materiał czy wiek urządzeń służących do transportowania gazu. W tym podejściu występuje dużo więcej zróżnicowanych współczynników emisji. Wymaga ono również przeprowadzania inwentaryzacji elementów systemu, co ma pozwolić na wyodrębnienie elementów o zbliżonej charakterystyce w celu przypisania im tych samych współczynników emisji oraz współczynników aktywności.

Niestety pomimo istnienia wytycznych, monitorowanie emisji nie jest zharmonizowane, a poszczególne państwa UE prowadzą monitorowanie emisji w różny sposób. Brakuje również podmiotu odpowiedzialnego za weryfikację przedstawionych wyników monitorowania. Ze względu na brak ujednoczonego sposobu inwentaryzacji emisji, Komisja Europejska w zaprezentowanej w 2020 r. Strategii metanowej zadeklarowała konieczność rozpowszechnienia wśród podmiotów z sektora energetycznego jednolitych zasad monitorowania oraz raportowania emisji metanu, opracowanych przez Partnerstwo w zakresie Metanu w Sektorze Ropy Naftowej i Gazu (OGMP)²¹, a więc wprowadzenia jednolitych standardów raportowania emisji metanu. Zgodnie z założeniami dokumentu, wielkość emisji metanu może być raportowana na pięciu poziomach szczegółowości, w zależności od dostępnych danych:

Tabela. 3 Szacowanie wielkości emisji metanu zgodne z wytycznymi OGMP

Poziom	Metodologia pomiaru
Poziom 1	Zakłada jedną wielkość emisji metanu dla całego systemu gazowego, regionu lub kraju.
Poziom 2	Emisje są raportowane w odniesieniu do trzech rodzajów źródeł emisji, tj. upustów niezaplanowanych (potocznie: nieszczelności), upustów oraz niekompletnego spalania, w sposób dowolny uwzględniający różne metodologie kwantyfikacji i różny poziom szczegółowości.
Poziom 3	Emisje raportowane są według szczegółowego źródła emisji przy użyciu ogólnych współczynników emisji.
Poziom 4	Zakłada raportowanie, przy uwzględnieniu szczegółowego rodzaju emisji, z użyciem rzeczywistych współczynników emisji i współczynników aktywności.
Poziom 5	Dodatkowo, w odniesieniu do poziomu 4, uwzględnia się walidację pomiarów (weryfikację pomiarów emisji dla statystycznie reprezentatywnej próby).

Podobnie jak w przypadku wytycznych monitorowania wskazanych przez IPCC, raportowanie zgodne z tymi poziomami wymagać będzie dokładnej znajomości elementów inwentaryzowanego systemu, a w przypadku dwóch najwyższych poziomów wykonywania bezpośrednich pomiarów emisji.

PODSUMOWANIE

Ze względu na swoje właściwości metan posiada silniejszy efekt anty klimatyczny niż CO₂. Największe emisje w skali globalnej pochodzą z sektora energetycznego (ropa, gaz, węgiel), odpadów oraz rolnictwa. W Polsce emisje metanu pochodzą przede wszystkim z kopalń węgla oraz sektora gazu. Z sektora energetycznego emisje metanu uwalniają się przede wszystkim w procesach odpowietrzania, spalania oraz wycieków z nieszczelnych instalacji.

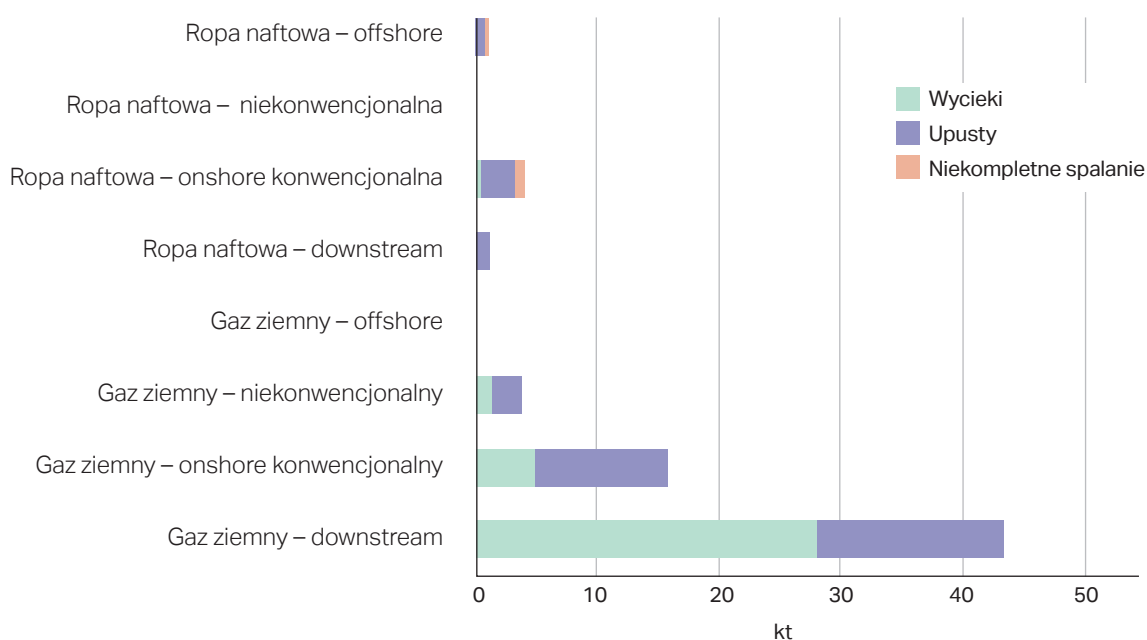
Największym problemem dotyczącym emisji metanu jest określenie ich rzeczywistej wielkości. Aktualnie dostępne dane różnią się między sobą ze względu na brak jednolitej metodologii pomiarów oraz podmiotu odpowiedzialnego za weryfikację ich prawdziwości. Przy tworzeniu regulacji zmierzających do ograniczenia emisji metanu w pierwszej kolejności należy dążyć do ujednoczenia metody pomiaru emisji oraz do powołania organów, które będą agregowały otrzymane dane od emitentów oraz weryfikowały ich poprawność.

EMISJE METANU W POLSKIM SEKTORZE ENERGETYCZNYM

Polska należy do grona państw, w których emisje metanu związane z eksploatacją paliw kopalnych są największe w UE. Szacuje się, że większość (89%) polskiego metanu pochodzi z sektora górnictwa węgla kamiennego²². Część polskiego sektora energetycznego jest związana z emisjami metanu uwalnianego z kopalń węgla kamiennego i brunatnego, jakkolwiek węgiel jest dostarczany także do sektora metalurgicznego. W przypadku gazu ziemnego (w tym LNG) oraz ropy naftowej, emisje dzielą się pomiędzy sektor energetyczny, chemiczny oraz transport.

Poniższy wykres prezentuje emisje metanu pochodzące z polskiego sektora ropy i gazu²³.

Rys.6. Emisje metanu z polskiego sektora ropy naftowej i gazu ziemnego w 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie IEA (MAE), „Methane Tracker 2021”, Paryż, 2021

1. METAN KOPALNIANY

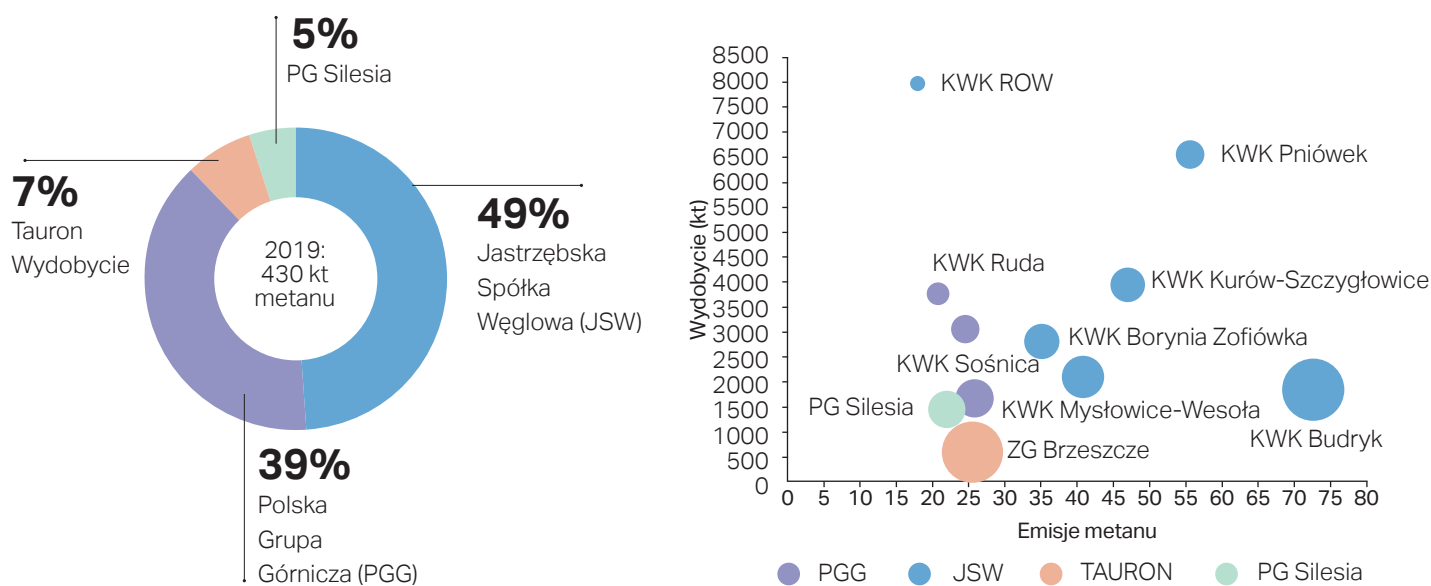
Największe emisje metanu w polskim sektorze energetycznym pochodzą z kopalń węgla kamiennego. Raportowana emisja metanu ze wszystkich kopalń węgla kamiennego w Polsce wyniosła 404 kt (kiloton) w roku 2020. Emisje CH₄ z polskich kopalń są na tyle duże, że są wykrywane przez satelity przystosowane do wykrywania tylko największych emisji metanu. W 2020 r. ukazał się raport think tanku Ember, konkludujący, że w 2018 r. 70% uwolnionego metanu z czynnych kopalń

22 M. Kasprzak, D. Jones, „Drugi Bełchatów. Metan kopalniany w Polsce”, Ember Climate, 2020.

23 Przez sektor downstream należy rozumieć: rafinację, przesył oraz dystrybucję. Gaz konwencjonalny obejmuje nagromadzenia gazu w skałach porowatych przykrytych warstwą skał nieprzepuszczalnych. Gaz niekonwencjonalny obejmuje nagromadzenia gazu w skałach nieprzepuszczalnych, np. gaz łupkowy.

węgla w Europie miało miejsce w Polsce. Co więcej, polskie kopalnie należą do największych emitentów metanu na świecie (zaraz po Kazachstanie i Rosji)²⁴. Najłatwiejsze do ograniczenia emisje metanu z kopalń pochodzą ze stacji odmetanowania, które wypuszczają część metanu bezpośrednio do atmosfery, zamiast wykorzystać go w instalacjach energetycznych. Co istotne, emisje metanu z kopalń nie ustają nawet po zaprzestaniu wydobywania. Aktualnie podejmowane są próby zagospodarowywania tych emisji jako paliwa do jednostek kogeneracyjnych. Wykorzystanie metanu z pokładów węgla podyktowane jest względami bezpieczeństwa prowadzenia robót górniczych, ale również traktowane jest jako pozyskiwanie gazu z niekonwencjonalnych źródeł, ze względu na formę jego występowania, która wymaga zastosowania specjalnych technologii odzysku. Udokumentowane zasoby bilansowe wydobywalnego metanu z pokładów węgla w Polsce w 2020 r. wyniosły 107 229,25 mln m³ z 65 złóż udokumentowanych jedynie w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. W tym: ilość metanu wyemitowanego wraz z powietrzem kopalnianym przez system wentylacji do atmosfery wyniosła 451,54 mln m³; oraz ilość z wydobywania, tj. ilość metanu ujmowanego przez stacje odmetanowania poszczególnych kopalń węgla kamiennego oraz metan eksploatowany samodzielnie, wyniosła 315,09 mln m³.²⁵ Bieżące procedury narzucone przez przepisy UE i egzekwowane w ramach KOBiZE pozwalają na stosowanie metodologicznego podejścia 1 (wskazanego powyżej) do pomiaru emisji metanu w tej branży.

Rys.7. Emisje metanu z działających kopalń węgla w 2019 r.



Źródło: Fundacja InStrat, „Metan w transformacji sektora węglowego”, 2021

Fundacja InStrat szacuje, że do największych emitentów metanu należą kopalnie Jastrzębskiej Spółki Węglowej; Budryk, Pniówek i Knurów-Szczygłowice²⁶, natomiast najwięcej uwolnionego metanu w stosunku do ilości wydobytego węgla ma kopalnia Brzeszcze, zarządzana przez Tauron. Emisje z polskich kopalń węgla widoczne są przez satelity, które są w stanie wykryć jedynie wartości przewyższające 1 tonę emisji metanu na godzinę.

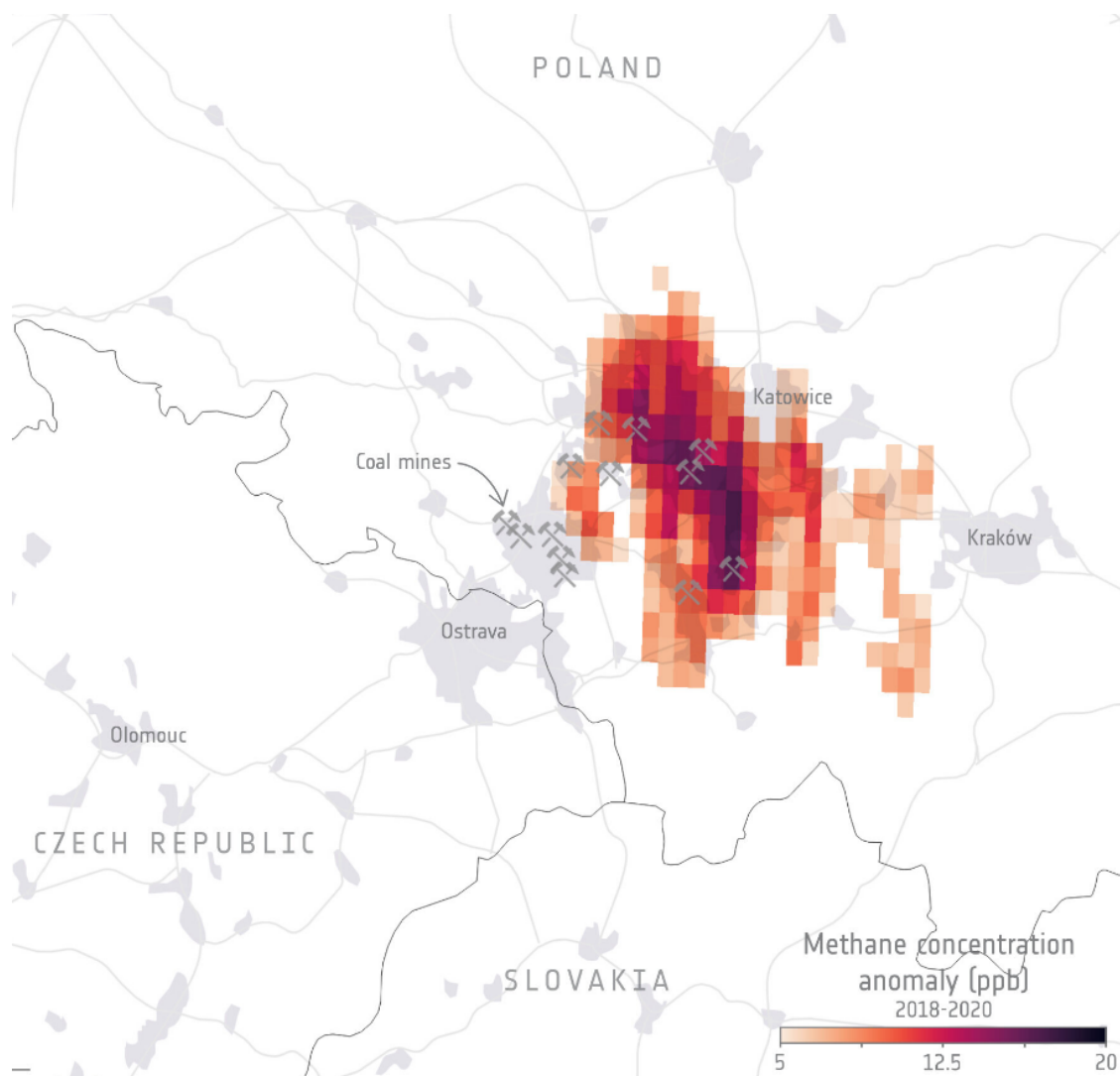
24 M. Kasprzak, D. Jones, „Drugi Bełchatów. Metan kopalniany w Polsce”, Ember Climate, 2020.

25 Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, „Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31.12.2020 r.”, Warszawa, 2021.

26 J. Balcerowski, M. Hetmański, D. Kiewra, K. Stępień, „Baza danych o kopalniach węgla kamiennego i brunatnego w Polsce”, Fundacja InStrat, 2020.

W Europie, wykrywalne przez satelity są przede wszystkim emisje pochodzące z polskich kopalń (zdarzenia wycieków metanu oznaczone na mapie zostały kolorem pomarańczowym).

Rys.8 . Mapa z oznaczonymi kolorem pomarańczowym zdarzeniami emisji metanu.



Źródło: *The European Space Agency, Methane detected over Poland's coal mines*

Warto zwrócić uwagę na cztery duże zdarzenia emisji metanu wykryte na terenie Górnego Śląska. Ze względu na ograniczenia technologiczne na ten moment nie zawsze można przypisać emisję do konkretnej instalacji, zwłaszcza jeżeli na danym obszarze występuje kilku potencjalnych emitentów, co ma miejsce na obszarze Górnego Śląska. Pod uwagę należy brać również kierunek wiatru, który ma wpływ na wyniki pomiarów.

Ograniczenie emisji metanu z polskich kopalń stanowi aktualnie jedno z największych wyzwań i może w przyszłości zaważyć na rentowności kopalń. Konieczne jest jak najszybsze wprowadzenie regulacji, które doprowadziłyby do efektywnego monitorowania tych emisji oraz ich skutecznego ograniczenia²⁷.

2. GAZ ZIEMNY

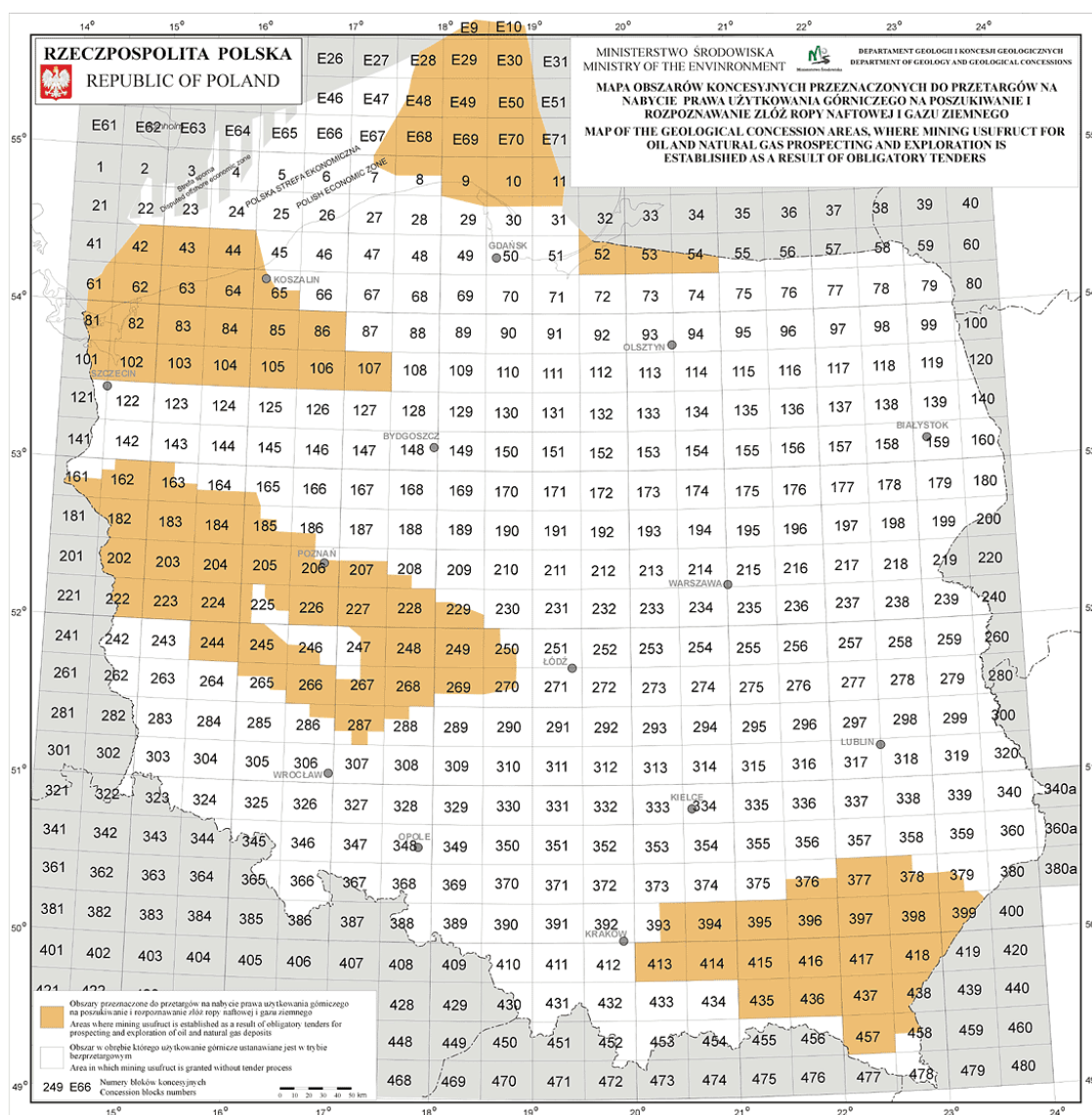
Na terytorium Polski znajdują się także złoża gazu ziemnego. Ich wydobywalne zasoby w 2020 r. były szacowane na około 143 mld m³.²⁸ Około 1/3 tych zasobów jest niezagospodarowana, a na pozostałej części wydobywanie prowadzone jest przez spółkę PGNiG (z większościowym udziałem Skarbu Państwa). Odbywa się ono przede wszystkim na obszarze Wielkopolski (Niż Polski – 67% zasobów) oraz Podkarpacia (27% zasobów). Złóża gazu są obecne także w woj. zachodniopomorskim oraz w przybrzeżnej części Bałtyku. Cały czas prowadzone są także prace poszukiwawcze:

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy

27 Szczegółową analizę emisji metanu prowadzi fundacja Instrat, wyniki ich badań dostępne są na: www.energy.instrat.pl

28 Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, „Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31.12.2020 r.”, Warszawa, 2021.

Grafika 1. Obszary udzielenia koncesji poszukiwawczych gazu ziemnego w roku 2015.



W 2019 r. ilość wydobytego gazu ziemnego wyniosła 3 800 mln m³ i nie odbiegała znacząco od lat poprzednich²⁹. W 2020 r. wydobycie zwiększono do wartości 4 500 mln m³, co stanowiło około 1/3 ilości importowanej przez PGNiG³⁰. Nakłady finansowe w 2019 r. na poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego na terenach Polski przekroczyły 1 mld zł, a w 2020 r. pozostały na tym samym poziomie. Koncesje na wydobycie gazu ziemnego mają także inne firmy, jednak obecnie ich udział w rynku jest minimalny.

29 PGNiG, „Raport 2019” (n.d.), <https://raport2019.pgnig.pl/pgnig-w-2019/poszukiwanie-i-wydobycie/segment-w-liczbach.html>
 30 PGNiG, „Raport zintegrowany ESG 2020” (n.d.), <https://pgnig2020.pl/>

2.1 EMISJE METANU Z SEKTORA WYDOBYCIA

Samo wykonanie odwiertu jest związane z uwolnieniem pewnej ilości gazu ziemnego, a zatem na tym etapie mamy do czynienia z krótkotrwałą emisją związaną z czynnościami, które wymagają przewietrzania odpowiednich części instalacji³¹. Zdarza się jednak, że podczas prac wiertniczych dochodzi do nieplanowanych przemieszczeń i pęknięć górotworu powodujących szereg komplikacji i skutkujących przedostawaniem się gazu ziemnego do warstw powyżej złoża. Gaz ziemny może następnie migrować w kierunku powierzchni, skutkując nagromadzeniem się znacznych ilości metanu pod powierzchnią warstw gazoszczelnych. Do czegoś takiego doszło przykładowo na złożu Przeworsk-1³² na Podkarpaciu. Niezbędne było tam wykonanie odwiertów ratunkowych, tak aby metan nie gromadził się pod budynkami mieszkalnymi³³. W takiej sytuacji często wykonuje się dodatkową instalację odgazowującą nagromadzony gaz, zwykle wypuszczającą go do atmosfery. **Operator nie jest zobligowany do publicznego raportowania wyników ilościowej emisji w takich przypadkach. Operatorzy powinni zostać objęci obowiązkiem raportowania tego typu emisji i publikowania wyników pomiarów w miejscach publicznie i łatwo dostępnych.**

Uwalnianie metanu do atmosfery często ma miejsce nawet po zamknięciu i zlikwidowaniu odwiertów lub usunięciu instalacji³⁴. Szczególnie duże emisje towarzyszą wyeksploatowanym złożom zamkniętym w niewłaściwy sposób.

Zgodnie z normą branżową opierającą się na Rozporządzeniu Prezesa Rady Ministrów w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy oraz bezpieczeństwa pożarowego w odkrywkowych zakładach górniczych oraz Przepisach Dozoru Technicznego DT/Z/63 punkt 8.5, instalacja jest sprawdzana pod kątem szczelności przed prowadzeniem eksploatacji, a odpowiedni raport trafia do dokumentacji odwiertu³⁵. Natomiast wytyczne co do częstotliwości sprawdzania szczelności instalacji w okresie eksploatacji są w gestii operatora.

Jedna głowica eksploatacyjna może mieć kilka nieszczelności jednocześnie, które sumują emisję³⁶. Podczas badań terenowych należy zatem sprawdzić wszystkie elementy głowicy, pod kątem ewentualnych nieszczelności. **Im starsza jest instalacja lub im dłuższy czas upłynął od jej serwisowania, tym większe jest prawdopodobieństwo wystąpienia uwolnienia metanu³⁷.** Bardzo istotne jest zastosowanie materiałów odpowiedniej jakości, szczególnie wobec warunków silnej korozji występujących na tym etapie. Większość operatorów przestrzega norm dotyczących bezpieczeństwa i usuwa nieszczelności, które mogą doprowadzić do wybuchu gazu. Problem tkwi jednak w rozmiarach nieszczelności. Niewielkie w wartościach uwolnienia (rzędu 0,001-0,1 g/s) nie zagrażają bezpieczeństwu instalacji, jednak przyczyniają się do niekontrolowanej emisji metanu, zagrażającej klimatowi. Ponieważ są to emisje trudne do wykrycia, a opłacalność ich usunięcia jest kwestią dyskusyjną, zwykle pozostawiane są poza programem LDAR (ang. *leak detection and repair* – wykrywanie i naprawa nieszczelności).

Jednakże większa liczba takich nieszczelności może sumować się do znaczących już ilości uwalnianego metanu (20 nieszczelnych elementów uwalniających po 0,1 g/s daje około 63 t lub inaczej 85 tys. m³ metanu rocznie). Nieszczelności o wielkościach powyżej 10 g/s (300 t rocznie lub

31 Balcerak, E. (2013). High rate of methane leakage from natural gas production. „Eos, Transactions American Geophysical Union”, 94(42). <https://doi.org/10.1002/2013eo420008>

32 Kołodziejak, G. (n.d.). „Ocena możliwości minimalizacji zagrożeń powodowanych eksploatacją gazu ziemnego na terenie miasta Przeworsk”: „Nafta-Gaz”, lipiec 2010, ROK LXVI.

33 Wdowik, W. (2018, 15 stycznia). „Decyzja Dyrekcji ochrony środowiska w Rzeszowie”. https://dokonc.pgnig.pl/all/DecyzjeSrodowiskowe/208_94.pdf

34 Lebel, E. D., Lu, H. S., Vielstädte, L., Kang, M., Banner, P., Fischer, M. L., & Jackson, R. B. (2020). Methane Emissions from Abandoned Oil and Gas Wells in California. „Environmental Science and Technology”, 54(22). <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c05279>

35 Norma Branżowa. (1972). „Napowierzchniowe uzbrojenie eksploatacyjne odwiertu gazowego. BN_72_0486_03”. http://www.bc.pollub.pl/Content/9003/PDF/BN_72_0486_03.pdf

36 Rella, C. W., Tsai, T. R., Botkin, C. G., Crosson, E. R., & Steele, D. (2015). Measuring emissions from oil and natural gas well pads using the mobile flux plane technique. „ACS Publications”, 49(7), 4748. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b00099>

37 Robertson, A. M., Edie, R., Snare, D., Soltis, J., Field, R. A., Burkhart, M. D., Bell, C. S., Zimmerle, D., & Murphy, S. M. (2017). Variation in Methane Emission Rates from Well Pads in Four Oil and Gas Basins with Contrasting Production Volumes and Compositions. „Environmental Science and Technology”, 51(15), 8832–8840. <https://doi.org/10.1021/acs.est.7b00571>

400 tys. m³ rocznie) są łatwiejsze do detekcji i większość operatorów powinna być zobligowana do ich wykrywania oraz natychmiastowego usunięcia. Istnieją także znacznie poważniejsze emisje, na poziomie 100 g/s i wyższym – te mogą być już wykrywane bez zaangażowania sprzętu pomiarowego, można je bowiem usłyszeć i zobaczyć „gołym okiem”. Są to wyjątkowo duże uwolnienia gazu, o których zwykle operator dowiaduje się szybko, szczególnie jeśli następują po procesie nawiania gazu i można je wyczuć nosem.

W urządzeniach wstępnego oczyszczania (separatorach lub inaczej oddzielaczach) zainstalowanych w terenie, blisko miejsc wydobywania, także może wystąpić przeciek gazu do atmosfery. Gaz musi zostać pozbawiony elementów stałych (o różnej frakcji) oraz elementów ciekłych, w szczególności wody, która ma odczyn kwaśny i może powodować korozję połączeń, łączników, zasuw oraz zaworów³⁸. Częstym źródłem emisji metanu są odgazowywacz oraz zbiornik na wodę złożową znajdujące się w pobliżu głowicy eksploatacyjnej, o ile są stosowane³⁹. Ciecz trafiająca do zbiorników w przypadku niekompletnego odgazowania zawiera duże ilości rozpuszczonego metanu, które przechodzą do fazy gazowej po kontakcie cieczy z powietrzem atmosferycznym. **Operator instalacji nie jest obecnie zobowiązany do określania wielkości tej emisji.**

Kolejnymi elementami infrastruktury wydobywania gazu ziemnego są kryzy pomiarowe i syfony osuszające. Są to elementy napowierzchniowe instalacji i mogą ulegać rozszczelnieniu. Kryza, służąca do pomiaru przepływu wydobytego gazu, posiada połączenie kotłownicze, wrażliwe na nieszczelność, szczególnie od strony podwyższonego ciśnienia. Syfonowanie gazu ziemnego to procedura celowego wypuszczenia pewnej ilości gazu ziemnego wraz z nagromadzoną w syfonie wodą złożową⁴⁰. Z punktu widzenia ograniczenia emisji metanu, syfonowanie odwiertów gazowych do atmosfery w ogóle nie powinno mieć miejsca. Ewentualnie, należałoby prowadzić inwentaryzację ilości wypuszczonego gazu, zgodnego z ilością założoną w harmonogramie syfonowania.

Następnie gaz trafia do jednostek odazotowania kriogenicznego lub membranowego⁴¹. Na tym etapie szczelność instalacji jest kluczowa dla bezpieczeństwa procesu i jest znaczącym źródłem uwalniania metanu do atmosfery⁴². Duża ilość połączeń i zbiorników, manometrów i przepływomierzy sprzyja powstawaniu drobnych nieszczelności, które operator powinien usuwać na bieżąco, choćby ze względów bezpieczeństwa pracy. Można także prowadzić niezależny monitoring, wykonywany w regularnych odstępach czasu, którego wyniki będą publicznie dostępne. Aktualnie dopuszczone stężenie w stacjach kompresorowych to 10% granicy wybuchowości, czyli około 0,4% molowo. Dla porównania, stężenie atmosferyczne wynosi 2 ppm (2 części na milion), czyli 0,0002% molowo. Obowiązujące rozporządzenia dopuszczają zatem wzrost stężenia metanu o trzy rzędy wielkości, bez konieczności przerwania pracy urządzeń. Z punktu widzenia bezpieczeństwa to nie-duża emisja, ale z punktu widzenia klimatu – już tak. Przy objętości pomieszczenia około 1000 m³ można uwolnić 4000 litrów metanu do powietrza. Podczas napraw i prac konserwacyjnych jednostkowe upusty metanu są rutynowo wykonywane, jednakże niewielkie nieszczelności mogą towarzyszyć przepływowi gazu ziemnego na każdym etapie procesu sprężania⁴³. Jedynie wydajność

38 Pokrzywniak, C. (2009). Oczyszczanie gazu ziemnego. „Technologie”. <http://www.pbg-sa.pl/pub/pl/uploaddocs/pokrzywniak-porownanie-separacji-i-koalescencji-w-ukladach-zabezpieczajacych-kolumne-absorpcyjna.1323257877.pdf>

39 Allen, D. T., Sullivan, D. W., Zavala-Araiza, D., Pacsi, A. P., Harrison, M., Keen, K., Fraser, M. P., Hill, A. D., Lamb, B. K., Sawyer, R. F., & Seinfeld, J. H. (2015). Methane emissions from process equipment at natural gas production sites in the United States: Liquid unloadings. „Environmental Science and Technology”, 49(1). <https://doi.org/10.1021/es504016r>

40 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 28.06.2002, Dz.U. nr 109.

41 Pokrzywniak, C. (2009). Oczyszczanie gazu ziemnego. „Technologie”. <http://www.pbg-sa.pl/pub/pl/uploaddocs/pokrzywniak-porownanie-separacji-i-koalescencji-w-ukladach-zabezpieczajacych-kolumne-absorpcyjna.1323257877.pdf>

42 Nathan, B. J., Golston, L. M., O'Brien, A. S., Ross, K., Harrison, W. A., Tao, L., Lary, D. J., Johnson, D. R., Covington, A. N., Clark, N. N., & Zondlo, M. A. (2015). Near-Field Characterization of Methane Emission Variability from a Compressor Station Using a Model Aircraft. „Environmental Science and Technology”, 49(13), 7896–7903. <https://doi.org/10.1021/ACS.EST.5B00705>; Vaughn, T. L., Luck, B., Williams, L., Marchese, A. J., & Zimmerle, D. (2021). Methane Exhaust Measurements at Gathering Compressor Stations in the United States. „Environmental Science and Technology”, 55(2). <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c05492>; Zimmerle, D., Vaughn, T., Luck, B., Lauderdale, T., Keen, K., Harrison, M., Marchese, A., Williams, L., & Allen, D. (2020). Methane Emissions from Gathering Compressor Stations in the U.S. „Environmental Science and Technology”, 54(12). <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c00516>

43 Allen, D. T., Pacsi, A. P., Sullivan, D. W., Zavala-Araiza, D., Harrison, M., Keen, K., Fraser, M. P., Hill, A. D., Sawyer, R. F., & Seinfeld, J. H. (2015). Methane emissions from process equipment at natural gas production sites in the United States: Pneumatic controllers. „Environmental Science and Technology”, 49(1). <https://doi.org/10.1021/es5040156>



wentylacji naturalnej ogranicza największy niekontrolowany wyciek gazu dopuszczony przez obowiązujące regulacje.

Pomieszczenia tłoczni są monitorowane ze względów bezpieczeństwa jedynie pod kątem wysokiego stężenia metanu, grożącego wybuchem. Niewielkie nieszczelności mogą nie prowadzić do nagromadzenia się metanu do wartości stężenia odpowiadającej dolnej granicy czułości metanomierzy, ze względu na wentylację pomieszczeń. Jednakże zatrzymanie lub przełączenie sprężarek wiąże się z dodatkowymi kosztami lub utrudnieniami w pracy stacji, a co za tym idzie: ponoszeniem dodatkowych kosztów. Relatywnie prosty układ pomiarowy może być wykorzystany do wykrywania powstających nieszczelności.

Nieszczelności występują także w czasie magazynowania gazu ziemnego⁴⁴. Zwykle wykorzystywane są do tego celu wyeksploatowane złoża gazu, które po przystosowaniu można wypełnić sprężonym gazem ziemnym⁴⁵. W przypadku uwolnienia niewielkich ilości gazu ze złóż migrują one do gleb, gdzie są utleniane i unieszkodliwiane. W wyniku niewłaściwej eksploatacji magazynu, gaz ziemny może także przedostawać się do wód podziemnych⁴⁶. Poszczególne elementy infrastruktury zbiorników, znajdujące się na powierzchni (np. głowice), mogą być nieszczelne. Ze względu na podwyższone znacznie ciśnienie fragmenty infrastruktury są bardziej narażone na większe, a tym samym łatwiej wykrywalne nieszczelności⁴⁷. W ramach inwentaryzacji emisji do wymogów prawnych należałoby dodać obserwowanie składu wód podziemnych (np. studni i ujęć wody) w okolicach magazynów oraz regularne sprawdzanie szczelności elementów infrastruktury.

44 Zimmerle, D. J., Williams, L. L., Vaughn, T. L., Quinn, C., Subramanian, R., Duggan, G. P., Willson, B., Opsomer, J. D., Marchese, A. J., Martinez, D. M., & Robinson, A. L. (2015). Methane Emissions from the Natural Gas Transmission and Storage System in the United States. „Environmental Science and Technology”, 49, 9383. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b01669>

45 NaturalGas.org, „Storage of Natural Gas” (n.d.), <http://naturalgas.org/naturalgas/storage/>

46 McMahon, P. B., Thomas, J. C., Crawford, J. T., Dornblaser, M. M., & Hunt, A. G. (2018). Methane in groundwater from a leaking gas well, Piceance Basin, Colorado, USA. „Science of the Total Environment”, 634. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.03.371>

47 Thorpe, A. K., Duren, R. M., Conley, S., Prasad, K. R., Bue, B. D., Yadav, V., Foster, K. T., Rafiq, T., Hopkins, F. M., Smith, M. L., Fischer, M. L., Thompson, D. R., Frankenberg, C., McCubbin, I. B., Eastwood, M. L., Green, R. O., & Miller, C. E. (2020). Methane emissions from underground gas storage in California. „Environmental Research Letters”, 15(4). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/AB751D>

2.2 EMISJE METANU Z SEKTORA PRZESYŁU GAZU (MIDSTREAM)

Gazociągi transportujące gaz ziemny mogą także podlegać rozszczelnieniom z rozmaitych przyczyn fizycznych o podłożu naturalnym (obsunięcia, naprężenia) i wymuszonym (uszkodzenia przez ludzi), a także chemicznym (korozja)⁴⁸. Szczególnym przypadkiem są celowe działania ludzi skierowane na przebicie gazociągów w celu pobierania gazu oraz rozszczelnienie przypadkowe podczas prac konstrukcyjnych. Ponieważ materiały wykorzystywane do budowy gazociągów mają swój czas użytkowania określony przy produkcji i instalacji rur gazociągów, starsze fragmenty gazociągów mogą ulegać korozji i zmęczeniu materiału, przez co z czasem są narażone na pęknięcia i rozszczelnienie⁴⁹. Praktycznie nie uwzględnia się nieszczelności nienaruszonego, nowego gazociągu. Dla współczesnego orurowania gazociągu zakłada się stały współczynnik dyfuzji gazu przez rury, który powoduje ogólny wyciek na niskim poziomie. Oczywiście z czasem materiał rur ulega degradacji, w związku z tym po okresie około 70 lat mogą pojawiać się większe wartości dyfuzji gazu i nieszczelności rurociągu⁵⁰. Powstawanie nieszczelności zwykle jest związane z wiekiem rurociągu oraz miejscem i sposobem jego ułożenia i zabezpieczenia. Istotny jest też wybór i konserwacja materiałów. **Część operatorów deklaruje regularne kontrole szczelności, jakkolwiek wyniki tych kontroli nie są publicznie dostępne.**

Następnym elementem łańcucha wykorzystania gazu ziemnego są stacje pomiarowe, zasowy nawierzchniowe i stacje redukcyjno-pomiarowe. Gaz ziemny podlega redukcji ciśnienia do niskich wartości, pozwalających użytkownikom w bezpieczny sposób podłączyć odbiorniki gazu do sieci. Stacje redukcyjno-pomiarowe służą właśnie do tego celu⁵¹. **Z doświadczenia wynika, że prawie wszystkie takie stacje przyczyniają się do mniejszego lub większego uwalniania metanu do atmosfery⁵². W szczególności, im większy wiek instalacji, tym większe wycieki metanu się na nich pojawiają⁵³.**

Stacje redukcyjne mogą znajdować się w przestrzeniach zamkniętych lub na terenach otwartych i ogrodzonych. W tym pierwszym przypadku monitorowanie nieszczelności jest prozaicznie proste i wymaga mało czułych technik pomiarowych. Jakkolwiek wymagany obecnie minimalny poziom interwencyjny stężenia metanu to 10% granicy wybuchowości. Przy wydajnej wentylacji pomieszczenia może to oznaczać dopuszczalne wycieki na poziomie 0,25 g/s. Ponieważ takich stacji jest bardzo dużo, to sumaryczna ilość uwalnianego metanu może sięgać nawet 10 kt metanu rocznie.

Elementy infrastruktury gazowej znajdujące się na wolnym powietrzu mogą być nieszczelne w niezauważalny dla operatora sposób. W takim przypadku wielkości nieszczelności mogą także obejmować kilka rzędów wielkości. **Prosty rachunek pozwala określić, że wycieki znaczące (1 g/s) w 1000 stacji redukcyjnych i pomiarowych mogą oznaczać około 150 kt emisji metanu rocznie, czyli wielkość porównywalną z emisją z sektora górnictwa węgla kamiennego (około 400 kt rocznie). To bardzo znacząca wartość.** Do kategorii uwolnień dystrybucyjnych należy dodać także nieszczelności sieci średniego i niskiego ciśnienia na obszarze miast, które można w stosunkowo łatwy sposób wykrywać i naprawiać.

-
- 48 Palacios, V. (2017). Integrating Leak Quantification into Natural Gas Utility Operations. <https://www.fortnightly.com/white-papers/integrating-leak-quantification-natural-gas-utility-operations>; Taherdangkoo, R., Tatomir, A., & Sauter, M. (2020). Modeling of methane migration from gas wellbores into shallow groundwater at basin scale. „Environmental Earth Sciences”, 79(18). <https://doi.org/10.1007/s12665-020-09170-5>
- 49 Lamb, B. K., Edburg, S. L., Ferrara, T. W., Howard, T., Harrison, M. R., Kolb, C. E., Townsend-Small, A., Dyck, W., Possolo, A., & Whetstone, J. R. (2015). Direct Measurements Show Decreasing Methane Emissions from Natural Gas Local Distribution Systems in the United States. „Environmental Science and Technology”, 49(8), 5161–5169. <https://doi.org/10.1021/es505116p>
- 50 Weller, Z. D., Hamburg, S. P., & von Fischer, J. C. (2020). A National Estimate of Methane Leakage from Pipeline Mains in Natural Gas Local Distribution Systems. „Environmental Science and Technology”, 54(14), 8958–8967. <https://doi.org/10.1021/ACS.EST.0C00437>
- 51 Mokhatab, S., Poe, W. A., Speight, J. G. (2006). „Handbook Of Natural Gas Transmission and Processing”. https://www.academia.edu/42019510/Handbook_Of_Natural_Gas_Transmission_and_Processing_By_Saeid_Mokhatab_and_William_A_Poe_and_James_G_Speight
- 52 Zimmerle, D. J., Williams, L. L., Vaughn, T. L., Quinn, C., Subramanian, R., Duggan, G. P., Willson, B., Opsomer, J. D., Marchese, A. J., Martinez, D. M., & Robinson, A. L. (2015). Methane Emissions from the Natural Gas Transmission and Storage System in the United States. „Environmental Science and Technology”, 49, 9383. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b01669>
- 53 Fischer, M. L., Chan, W. R., Delp, W., Jeong, S., Rapp, V., & Zhu, Z. (2018). An Estimate of Natural Gas Methane Emissions from California Homes. „Environmental Science and Technology”, 52(17). <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b03217>

Obowiązek usuwania nieszczelności gazociągów można wywieść m.in. z przepisów ustawy Prawo energetyczne⁵⁴ (dalej jako: „pr.en.”). Z art. 9c ust. 1 pkt 3 pr. en wynika, obowiązek operatorów systemów (zarówno sieci przesyłowej jak i dystrybucyjnej) dokonywania konserwacji i remontów sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego. Brak utrzymania w należytym stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń stanowi podstawę do nałożenia kary pieniężnej przez Prezesa URE zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 10 pr. en.

2.3 DANE O EMISJI METANU W POLSCE ZWIĄZANE Z WYDOBYCIEM I DYSTRYBUCJĄ GAZU ZIEMNEGO

Zadeklarowana publicznie na stronach GK PGNiG wartość uwolnienia CH₄ ze wszystkich jednostek należących do PGNiG wyniosła w 2011 r. 35 700 Mg (megagramów), czyli 35,7 kt metanu⁵⁵ (jeden megagram równy jest jednej tonie). Jest to około 50 mln m³, czyli znacznie ponad 1% ilości wydobytego w kraju gazu. W dalszych latach PGNiG nie publikowało już takich danych w swoich materiałach prasowych. Od 2006 r. istnieje obowiązek dostarczania danych o emisjach metanu do Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE). Tylko określone wielkości emisji metanu z niektórych jednostek są zgłaszane na odpowiednich formularzach dostępnych po rejestracji jednostki. Dane, które jednostka przekazuje do bazy KOBiZE, są następnie raportowane do bazy Krajowego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (PRTR), który udostępnia je publicznie. Ostatecznie trafiają do europejskiej bazy E-PRTR.

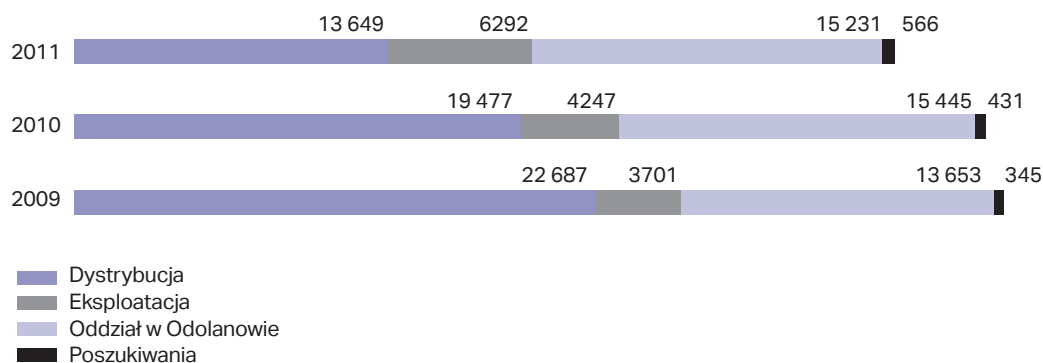
W 2011 r. PGNiG raportowało do E-PRTR uwolnienie do atmosfery ponad 15 000 Mg (15 kt) CH₄ z samej tylko kopalni gazu w Odolanowie. W dalszych latach deklarowane wartości uwolnienia metanu z infrastruktury PGNiG są zdecydowanie niższe. W 2020 r. PGNiG zadeklarowało uwolnienia na poziomie 6 500 Mg, czyli 9 mln m³, co stanowi niecałe 0,25% wielkości wydobytego gazu. Nie można jednoznacznie stwierdzić przyczyn takiego spadku emisji, ponieważ dane w tym zakresie nie są publicznie dostępne. Oprócz PGNiG w 2021 r. emisje z tłoczni gazu raportowały do E-PRTR również GAZ-SYSTEM S.A. (np. Tłocznia Gazu Jarosław I i II 234 792 kg/rok), EuRoPol Gaz S.A. (np. Tłocznia Gazu Zambrów 208 467 kg/rok) czy Polskie LNG S.A. (terminal regazyfikacyjny skroplonego gazu ziemnego 110 159 kg/rok).

KOBiZE nakłada opłaty emisyjne za uwolnienie metanu do atmosfery, które w 2021 r. wynosiły zaledwie 0,31 zł za tonę. Przykładowo, jeżeli przyjąć ostatnie dostępne dane, z 2018 r., PGNiG powinno było wpłacić wtedy do KOBiZE jedynie około 2700 zł, ze względu na całkowitą wartość emisji metanu wynoszącą 5 935 Mg (zob. tabela poniżej). Jest to drobny ułamek rzeczywistych strat firmy, która mogłaby sprzedać ten gaz za kwotę przynajmniej 10 mln zł (przyjmując stawkę 1,25 zł za m³). Wynika z tego, że obecne stawki opłat za uwolnienie metanu są zupełnie nieistotne z punktu widzenia finansów firm wydobywających czy dostarczających gaz ziemny do odbiorców. Dużo większe znaczenie mają w tym przypadku potencjalne straty przy sprzedaży gazu.

54 Ustawa Prawo energetyczne Dz.U. z 1997 r. nr 54, poz. 348, tj. Dz.U. z 2021 r. poz. 716, art. 9c ust. 1 pkt 3.

55 PGNiG, „Środowisko naturalne – ograniczanie emisji gazów” (n.d.), <https://pgnig.pl/reports/raportspoleczny2011/srodowisko-cel-4-1.html>

Rys.8. Dane dotyczące średniej rocznej emisji metanu z infrastruktury gazowej PGNiG.



Źródło: PGNiG, „Środowisko naturalne – ograniczanie emisji gazów”

Jednakże największym problemem aktualnych regulacji związanych z raportowaniem emisji jest brak wyznaczników metodologii oceny wielkości nieszczelności. W przepisach o E-PRTR wydanych w 2006 r.⁵⁶ metan nie posiadał jeszcze właściwej normy określania emisji, jednakże odwoływano się do normy ISO/TC 146/SC1/WG22, z zaznaczeniem, że służy ona tylko do celów informacyjnych⁵⁷. Dlatego też przedsiębiorstwa mają dowolność w wyborze metodyki określania emisji metanu do atmosfery. PGNiG deklaruje w raportach do KOBiZE wykorzystywanie „metody szacunkowej”, bez określania szczegółów wykonywanych obliczeń. Określenie ilościowe wielkości uwolnienia metanu z sektora O&G (nafty i gazu) nie jest tak proste, jak w przypadku obliczeń wykonywanych dla emisji dwutlenku węgla. Parametryzacja produkcji czy dystrybucji jest podejściem generującym olbrzymią niepewność wyniku. Dzieje się tak ze względu na charakter rozkładu, jakiemu podlega wielkość emisji z nieszczelności sieci gazowej⁵⁸. Oznacza to, że niewielka liczba dużych emitentów odpowiada za większość emitowanego metanu.

Z punktu widzenia przeciwdziałania emisjom metanu do atmosfery należy w pierwszej kolejności zlokalizować 20% najwyższych źródeł metanu. Po ich likwidacji całkowita wartość uwolnionego metanu spadnie o 80%⁵⁹. W tym celu należy przeprowadzić praktyczną inwentaryzację nieszczelności i przeprowadzić kwalifikacje źródeł na podstawie dostępnych metod pomiarowych, wybierając największe nieszczelności przeznaczone do usunięcia w ramach programu LDAR⁶⁰. Taki rozkład źródeł został pierwszy raz wykryty w USA, a następnie potwierdzony badaniami w innych krajach (Wielka Brytania, Niemcy, Francja, Rumunia)⁶¹ nadzorowanymi przez

56 Rozporządzenie (WE) nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń.

57 Jest to norma określania emisji gazów ze źródeł stacjonarnych. W dokumentacji tej normy znajdujemy dwie opublikowane metody pomiaru stężenia metanu przy pomocy chromatografii gazowej z wykorzystaniem detektora FID. Metoda opisana w normie nie pozwala na określenie ilości uwolnionego metanu, o ile nie jest znana ilość całkowita gazu uwolnionego do atmosfery. Tę wielkość można określić pośrednio, znając spadek ciśnienia i objętość elementu infrastruktury gazu. Norma jest ograniczona do pomiarów stężenia mniejszych niż 0,2%, zatem nie ma zastosowania dla czystego gazu ziemnego.

58 Alvarez, R. A., Zavala-Araiza, D., Lyon, D. R., Allen, D. T., Barkley, Z. R., Brandt, A. R., Davis, K. J., Herndon, S. C., Jacob, D. J., Karion, A., Kort, E. A., Lamb, B. K., Lauvaux, T., Maasackers, J. D., Marchese, A. J., Omara, M., Pacala, S. W., Peischl, J., Robinson, A. L., Shepson, P. B., Sweeney, C., Townsend-Small, A., Wofsy, S. C., & Hamburg, S. P. (2018). Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. „Science”, 361(6398), 186–188. <https://doi.org/10.1126/SCIENCE.AAR7204>; Zavala-Araiza, D., Lyon, D. R., Alvarez, R. A., Davis, K. J., Harriss, R., Herndon, S. C., Karion, A., Kort, E. A., Lamb, B. K., Lan, X., Marchese, A. J., Pacala, S. W., Robinson, A. L., Shepson, P. B., Sweeney, C., Talbot, R., Townsend-Small, A., Yacovitch, T. I., Zimmerle, D. J., & Hamburg, S. P. (2015). Reconciling divergent estimates of oil and gas methane emissions. „Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America”, 112(51), 15597–15602. <https://doi.org/10.1073/PNAS.1522126112>

59 Weller, Z. D., Roscioli, J. R., Daube, W. C., Lamb, B. K., Ferrara, T. W., Brewer, P. E., & von Fischer, J. C. (2018). Vehicle-Based Methane Surveys for Finding Natural Gas Leaks and Estimating Their Size: Validation and Uncertainty. „Environmental Science and Technology”, 52(20), 11922–11930. <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b03135>

60 Można zastosować metodykę ilościową w postaci metody odwróconej smugi gaussowskiej lub metodę OTM33A, a w niektórych przypadkach metodyki „screeningowe”. Pozostałe, mniejsze emitery należy poddać analizie ilościowej za pomocą dostępnych metod pomiarowych: zastosowanie próbników typu HiFlow lub metod znacznikowych.

61 Maazallah, H., Fernandez, J. M., Menoud, M., Zavala-Araiza, D., Weller, Z. D., Schwietzke, S., von Fischer, J. C., Denier Van Der Gon, H., & Röckmann, T. (2020). Methane mapping, emission quantification, and attribution in two European cities: Utrecht (NL) and Hamburg (DE). „Atmospheric Chemistry and Physics”, 20(23), 14717–14740. <https://doi.org/10.5194/ACP-20-14717-2020>

Environmental Defence Fund⁶² i Climate & Clean Air Coalition⁶³. Badania wykonane przez AGH na Podkarpaciu i Górnym Śląsku w latach 2018–2020 także potwierdziły tę formę rozkładu emisji.

Tabela 4. Dane o uwolnieniu metanu do atmosfery

Miejscowość	2018 Mg/rok	2019 Mg/rok	2020 Mg/rok	Właściciel
Sędziszów	115	b.d.	b.d.	PGNiG
Hurko	106	112	b.d.	PGNiG
Maćkowice	118	124	122	PGNiG
Mirocin (Cieszacin)	181	187	175	PGNiG
Maćkowice (Wapowice)	273	294	240	PGNiG
Przemysł Wsch.	222	212	212	PGNiG
Tuligłowy	153	283	215	PGNiG
Lubaczów	176	157	162	PGNiG
Husów	374	166	249	PGNiG
Przemysł Zach.	201	b.d.	b.d.	PGNiG
Odolanów	3930	3720	5130	PGNiG
PGNiG	5935	5255	6505	
Jarosław	255	244	235	Gaz-system
Terminal LNG	822	561	110	Gaz-system
Gaz-system	1077	805	345	
Szamotoły	269	127	101	Europol Gaz
Zambrów	196	173	208	Europol Gaz
Ciechanów	194	134	184	Europol Gaz
Włocławek	261	155	b.d.	Europol Gaz
Europol Gaz	920	589	493	
Trzebinia	440	386	345	Orlen
Orlen	440	386	345	

Źródło: Krajowy Rejestr Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń⁶⁴ (zgodny z raportowaniem do bazy KOBIZE)

Z powyższej tabeli wynika, że aktualnie (2021) nie prowadzona jest inwentaryzacja nieszczelności sieci dystrybucyjnych i przesyłowych gazu ziemnego. Nie wliczają ich w raporty ani PGNiG, ani spółka GAZ-SYSTEM S.A. Raportowaniu podlegają jedynie tłocznie, magazyny i elementy infrastruktury zbiorczej gazu ziemnego. Taki stan rzeczy jest podyktowany niewłaściwą formą uregulowania wymagań wobec operatorów systemów gazowych, nie obligującą do inwentaryzacji wszystkich strat gazu ziemnego.

W kwietniu 2021 r. międzynarodowa organizacja Clean Air Task Force (dalej jako: „CATF”) opublikowała wyniki swoich rocznych badań prowadzonych w 11 krajach UE, polegających na wykonywaniu pomiarów emisji metanu z instalacji ropy naftowej i gazu. W Polsce badacze CATF odwiedzili dwa punkty: Terminal LNG w Świnoujściu oraz tłocznię gazu w Szamotołach, należącą do spółki EuRoPol Gaz. W przypadku Terminalu LNG, badacze byli w stanie zbliżyć się wyłącznie do awaryjnego komina, z którego wykryli ucieczkę niewielkich ilości metanu, natomiast większe emisje zostały przez nich zidentyfikowane na tłoczni gazu w Szamotołach, z awaryjnych kominów upustowych. Terminal LNG w Świnoujściu nie był jedynym terminalem, w którym badacze CATF wykryli emisje metanu. Znaczne emisje zostały zidentyfikowane w terminalu regazyfikacyjnym SNAM LNG Panigaglia we Włoszech. Problem z dokonywaniem pomiarów w terminalach LNG polega jednak na braku fizycznej dostępności obiektu⁶⁵.

62 Environmental Defense Fund (www.edf.org)

63 Climate & Clean Air Coalition, <https://www.caccoalition.org/en>

64 GIOŚ, PRTR – Krajowy Rejestr Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (n.d.), <http://www.gios.gov.pl/prtr/>

65 CATF, „It Happens Here Too: Methane Pollution in Europe’s oil and gas network”, 13 grudnia 2021. <https://www.catf.us/resource/it-happens-here-too-methane-pollution-in-europe/>

Podsumowując, w obecnej chwili regulacje prawne pozwalają na dowolność metodyki szacowania wielkości uwolnień z sektora O&G, nie tylko w Polsce, ale także w innych krajach UE. Ten stan ma się zmienić w najbliższym czasie, ponieważ ma zostać powszechnie wprowadzony poziom 5 metodologii analizy emisji. Będzie to oznaczało, że operator sieci gazowej lub infrastruktury wydobycia będzie zmuszony do rzetelnego raportowania emisji z poszczególnych elementów instalacji, ale także że zostaną powołane jednostki, które będą te raporty weryfikować i zatwierdzać szczegółową metodykę pomiaru. Jest to jedyna droga do określenia faktycznych ilości uwalnianego metanu w tym sektorze gospodarki i egzekwowania działania programów LDAR. Ustalenie racjonalnych wysokości opłat za emisje metanu może stymulować operatorów do sumiennego wykonywania napraw, a poczynione oszczędności gazu mogą pokryć koszty napraw nieszczelności.

PODSUMOWANIE

Emisje metanu w polskim sektorze energetycznym pochodzą przede wszystkim z kopalń węgla kamiennego. Polska jest również w światowej czołówce państw pod względem wielkości emisji metanu kopalnianego. Największe emisje metanu pochodzą z kopalń Polskiej Grupy Górniczej (PGG) oraz Jastrzębskiej Spółki Węglowej (JSW), która odpowiada za około połowę całkowitej wielkości emisji metanu.

W przypadku polskiego sektora gazu wciąż brakuje pewnych danych, aby określić dokładną wielkość emisji. Na podstawie dostępnych informacji wiemy, że emisje te pojawiają się w większym lub mniejszym stopniu na każdym etapie łańcucha dostaw gazu. Na podstawie badań przeprowadzonych w innych państwach możemy przypuszczać, że znaczne emisje metanu występują również w terminalach LNG oraz w sieciach dystrybucyjnych gazu.

Ze względu na specyficzną strukturę polskiego sektora energetycznego, wciąż opartego na węglu, oraz w celu skutecznego i szybkiego ograniczenia emisji w polskim sektorze energetycznym, Polska powinna już teraz przyjąć strategię działań na rzecz redukcji emisji metanu.

OTOCZENIE REGULACYJNE

1. REGULACJE UE

Unia Europejska, jako strona Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych ws. zmian klimatu (UN-FCCC), składa coroczne sprawozdania z inwentaryzacji gazów cieplarnianych za lata od 1990 r. do bieżącego roku kalendarzowego, w odniesieniu do emisji mających miejsce na jej terytorium. W 2018 r. Komisja Europejska przyjęła strategiczną, długoterminową wizję dostatniej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie gospodarki do 2050 r. – Czysta Planeta dla Wszystkich⁶⁶. Strategia pokazuje, jak UE może dojść do neutralności klimatycznej poprzez inwestowanie w rozwiązania technologiczne, wzmocnienie pozycji obywateli i dostosowanie działań w kluczowych obszarach, takich jak polityka przemysłowa, finanse czy badania naukowe, przy jednoczesnym zapewnieniu sprawiedliwości społecznej oraz sprawiedliwej transformacji. Dokumenty towarzyszące strategii obejmują wiele odniesień do redukcji emisji metanu w kluczowych sektorach, zwłaszcza w rolnictwie, gospodarce odpadami i energetyce. **Strategia wskazuje, że największym czynnikiem sprzyjającym redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym jest zmniejszenie zużycia paliw kopalnych i związane z tym zmniejszenie emisji pochodzących z wydobycia i dystrybucji paliw kopalnych w UE.**

2. STRATEGIA METANOWA UE

W grudniu 2019 r. Komisja Europejska opublikowała komunikat Europejski Zielony Ład, stanowiący strategię osiągnięcia neutralnej klimatycznie Unii Europejskiej. Wśród priorytetów opublikowanego komunikatu znalazło się ustanowienie ram prawnych niezbędnych do realizacji wyznaczonego na rok 2050 unijnego celu w postaci neutralności klimatycznej. Aby go osiągnąć, KE zauważa konieczność ograniczenia emisji metanu w sektorze energetycznym.

W październiku 2020 r. KE opublikowała nową strategię dotyczącą redukcji emisji metanu⁶⁷. Wcześniejszym unijnym dokumentem, który bezpośrednio dotyczył tego zagadnienia, była strategia z 1996 r.⁶⁸ Zarówno strategia z 1996, jak i z 2020 r. skupiają się na emisjach CH₄ z trzech sektorów: rolnictwa, odpadów oraz energetyki, które odpowiadają odpowiednio za 53, 25 oraz 19% unijnych emisji tego gazu do atmosfery.

Strategia, pomimo że nie wskazuje konkretnych celów redukcyjnych, określa, że **unijne emisje metanu muszą zostać zredukowane o 35-37% (w odniesieniu do poziomów z 2005 r.), aby możliwe było osiągnięcie celu 55% redukcji gazów cieplarnianych do 2030 r.** Emisje metanu w UE stanowią 10% wszystkich emisji gazów cieplarnianych i aby zredukować emisje, KE stawia na dwa mechanizmy. Po pierwsze, na implementację programów wykrywania i eliminowania nieszczelności (ang. *leak detection and repair* – LDAR) oraz, po drugie, na wprowadzenie odpowiednich standardów ich monitorowania, raportowania i weryfikacji (ang. *monitoring, reporting, verification* – MRV).

66 Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego, „Czysta planeta dla wszystkich. Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki”, COM(2018) 773 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>

67 Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący Strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu. COM(2020) 663 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0663&from=PL>

68 Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady dotyczący Strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu. COM(96) 557 final. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/8acc3e39-8084-4004-bbd5-cb84358247e1>

Jednym z istotnych założeń uregulowań emisji metanu było powołanie podmiotu odpowiedzialnego za gromadzenie, weryfikowanie i publikowanie danych dotyczących antropogenicznych emisji metanu do atmosfery, raportowanych zgodnie z procedurą określoną przez UE. Na organ ten wskazane zostało Międzynarodowe Obserwatorium Emisji Metanu, utworzone we współpracy UE z UNEP, Koalicją na rzecz Klimatu i Czystego Powietrza oraz MAE (patrz rozdział „Projekt rozporządzenia UE ws. ograniczania emisji metanu w energetyce”).

3. DYREKTYWY I ROZPORZĄDZENIA

Istnieje wiele przepisów, które pośrednio lub bezpośrednio dotyczą emisji metanu. Regulacje te to w szczególności:

- Dyrektywa w sprawie jakości paliwa⁶⁹;
- Rozporządzenie w sprawie wspólnego wysiłku redukcyjnego⁷⁰;
- Dyrektywa ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych (EU ETS)⁷¹;
- Rozporządzenie w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, które uprawnia KE do przyjęcia planu strategicznego dotyczącego metanu (tj. obecnej Strategii metanowej)⁷²;
- Rozporządzenie w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń⁷³;
- Dyrektywa w sprawie odpadów⁷⁴ oraz dyrektywa w sprawie składowania odpadów⁷⁵;
- Dyrektywa w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych⁷⁶;
- Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych (IED)⁷⁷;
- Decyzja wykonawcza Komisji ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania (tzw. konkluzje BAT)⁷⁸.

69 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzająca mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych, zmieniająca dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylająca dyrektywę 93/12/EWG.

70 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 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 ze zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013.

71 Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.

72 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 (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013.

73 Rozporządzenie nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń.

74 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/851 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2008/98/WE w sprawie odpadów.

75 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/850 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 1999/31/WE w sprawie składowania odpadów.

76 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/2284 z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylenia dyrektywy 2001/81/WE.

77 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych.

78 Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE.

Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych

Dyrektywa IED w zakresie przemysłu energetycznego dotyczy:

- spalania paliw w instalacjach o całkowitej mocy dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej;
- rafinacji ropy naftowej i gazu;
- produkcji koksu;
- zgazowania lub upłynniania:
 - węgla,
 - innych paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy dostarczonej w paliwie wynoszącej 20 MW lub więcej.

Poza sektorem energetycznym, Dyrektywa IED dotyczy m.in. gospodarki odpadami, produkcji i obróbki metalu czy przemysłu mineralnego. Dyrektywa wymaga pozwoleń dla powyższych działalności i precyzuje standardy emisyjności dla danego sektora. Dopuszczalne wartości emisji i inne standardy mogą być określone w "konkluzjach dotyczących najlepszych dostępnych technik" (BAT), które są przyjmowane przez Komisję Europejską w drodze decyzji wykonawczych. W załączniku II do Dyrektywy IED znalazł się wykaz substancji, dla których mogą zostać ustanowione limity emisji. Należy jednak podkreślić, że nie jest to katalog zamknięty. Tym niemniej zgodnie z art. 9 pkt 1 Dyrektywy IED w przypadku gdy emisje gazów cieplarnianych z instalacji są określone w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE (Dyrektywa ETS) w odniesieniu do czynności przeprowadzanych w tej instalacji, pozwolenie nie obejmuje dopuszczalnej wielkości emisji dla bezpośrednich emisji tych gazów, chyba że jest to niezbędne w celu zapewnienia, aby nie spowodowało to żadnego znaczącego lokalnego zanieczyszczenia. Oznacza to, że dla gazów cieplarnianych określonych w Dyrektywie ETS nie można ustalić na gruncie Dyrektywy IED wiążących limitów wielkości emisji. Pomimo, że metan został wymieniony w załączniku II Dyrektywy ETS, to brakuje wiążących uregulowań w zakresie metanu. Skutkiem art. 9 pkt 1 Dyrektywy IED jest również to, że niezależnie od rodzaju instalacji, metan jest najczęściej pomijany w dokumentach referencyjnych BAT (BREF).

Zgodnie z założeniami pakietu „Fit for 55” dyrektywa ma zostać zrewidowana i ma w przyszłości, w szerszym zakresie obejmować emisje metanu. Takie rozszerzenie zakresu dyrektywy będzie kolejnym ważnym krokiem w kierunku ograniczania emisji metanu w UE.

Konkluzje BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania (konkluzje BAT dla LCP)

Zawarte w konkluzjach BAT wymagania dotyczą określonych w przepisach działalności i wymieniają m.in.⁷⁹:

- spalanie paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej; albo
- zgazowanie węgla lub innych paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 20 MW lub więcej⁸⁰.

Konkluzje BAT dla LCP nie obejmują jednostek spalania o nominalnej mocy cieplnej poniżej 15 MW⁸¹, obiektów energetycznych korzystających z odstępstw oraz niektórych instalacji zgazowania paliw, pieców procesowych i podgrzewaczy czy urządzeń dopalających.

79 Rodzaje działalności zostały określone w sekcjach 1.1, 1.4 (a i b) oraz 5.2 (a i b) załącznika I do dyrektywy 2010/75/UE.

80 Tylko wtedy, gdy taka działalność jest bezpośrednio związana z obiektem energetycznego spalania.

81 Wyłączenie z sumowania mocy zgodnie z art. 29. ust. 3 Dyrektywy IED.

W zakresie emisji metanu do powietrza konkluzje BAT dla LCP określają:

- dokonywanie okresowych pomiarów metanu dla silników opalanych gazem ziemnym; oraz
- poziomy emisji dopuszczalnej dla spalania gazu ziemnego w silnikach.

Termin na dostosowanie instalacji do wymogów określonych w konkluzjach BAT dla LCP upływał z dniem 17 sierpnia 2021 r. Oznacza to, że od 17 sierpnia 2021 r. jednostki wykorzystujące silniki opalane gazem ziemnym są zobowiązane do corocznego monitorowania emisji metanu, natomiast jednostki o całkowitej mocy cieplnej wynoszącej conajmniej 50 MW spalające gaz ziemny w silnikach o zapłonie iskrowym zasilanych gazem o mieszance ubogiej są zobowiązane również do przestrzegania określonych w konkluzjach BAT limitów.

Wytyczne dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w zakresie poszukiwania i wydobywania węglowodorów

Prace nad opracowaniem wiążącego dokumentu referencyjnego dotyczącego Najlepszych Dostępnych Technik w zakresie poszukiwania i wydobywania węglowodorów trwają od 2015 r. i do tej pory taki dokument nie został przyjęty. KE w lutym 2019 r. w swoim komunikacie opublikowała niewiążące⁸² wytyczne dotyczące BAT w zakresie poszukiwania i wydobywania węglowodorów (dalej jako: „Wytyczne”)⁸³. W Wytycznych skoncentrowano się na zagrożeniach i skutkach dla środowiska związanych z poszukiwaniem oraz wydobywaniem konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów na lądzie i morzu. Wytyczne stanowią narzędzie do ograniczenia emisji z przemysłu wydobywczego, w tym do ograniczenia emisji niezorganizowanej metanu z tego sektora.

Zgodnie z opublikowanym dokumentem, podmioty z branży wydobywczej powinny przyjąć plan zarządzania emisjami, który zawierałby przegląd potencjalnych emisji wynikających z prowadzonej działalności, oraz w którym ustalone zostałyby parametry docelowe na potrzeby zarządzania takimi emisjami. Plan zarządzania emisjami powinien zapewniać techniczne, komercyjne i środowiskowe uzasadnienie zarządzania emisjami oraz uwzględniać właściwości złoża, w tym składu kopaliny. Poziom szczegółowości planu powinien odpowiadać złożoności obiektu i może obejmować takie elementy, jak m.in.:

- nadrzędne cele w zakresie ograniczania spalania gazu w pochodni, uwalniania do atmosfery i emisji niezorganizowanych na różnych etapach eksploatacji, w tym poszukiwania, oceny, wydobycia i likwidacji;
- metodykę oceny emisji metanu, dwutlenku węgla oraz innych emisji generowanych przez obiekt, w tym źródeł obciążenia podstawowego oraz źródeł nierutynowych, oszacowanie tych emisji oraz uzasadnienie limitów spalania gazu w pochodniach, które na wniosek otrzymuje się od organu regulacyjnego w formie pozwoleń i zgód.

Pomimo, że Wytyczne wprowadzają ważne z perspektywy ochrony środowiska rozwiązania, to nie stanowią jednak wiążącego dokumentu dla operatorów kopalń. Aby w sposób efektywny ograniczyć emisje metanu kopalnianego, konieczne byłoby przyjęcie wiążących konkluzji BAT, które w szczególności doprowadziłyby do kontroli emisji metanu z sektora wydobywczego oraz zakazałyby szkodliwych procesów upustów oraz spalania metanu.

Na ten moment przepisy UE w zakresie metanu są bardzo szczątkowe i nie pozwalają na skuteczną walkę z tymi emisjami. Przyjęcie konkluzji BAT dla górnictwa wraz z najnowszą propozycją

82 Komunikaty KE stanowią akty o charakterze nieustawodawczym i nie są wiążące dla państw członkowskich.

83 „Best available techniques guidance document on upstream hydrocarbon exploration and production”, 2019.

<https://op.europa.eu/pl/publication-detail/-/publication/f9265d2b-574d-11e9-a8ed-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-93598867>

legislacyjną UE (patrz rozdział „Projekt rozporządzenia UE ws. ograniczania emisji metanu w energetyce”) może stanowić skuteczny pakiet regulacji niwelujący emisje metanu kopalnianego.

4. REGULACJE KRAJOWE

Prawo ochrony środowiska

Obowiązek ponoszenia opłat za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza został przewidziany w art. 273 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo ochrony środowiska⁸⁴ (dalej jako: „POŚ”). Opłata może zostać wniesiona na podstawie art. 284 ust. 1 ustawy, zgodnie z którym podmiot korzystający ze środowiska wnosi ją na rachunek właściwego urzędu marszałkowskiego za dany rok kalendarzowy, do 31 marca następnego roku. Metan został wymieniony jako gaz, od którego emisji ponoszona jest opłata przez przedsiębiorstwa korzystające ze środowiska. Minister właściwy do spraw środowiska nie później niż do dnia 31 października każdego roku publikuje w rozporządzeniu wysokość stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok następný (zob. tabela poniżej)⁸⁵.

Stawka opłaty za emisje metanu wynosi obecnie około 30 gr za tonę (megagram, Mg). Biorąc pod uwagę, że opłata za emisje CO₂ przekraczała już nawet 90 euro za tonę, koszt emisji metanu stanowi nieadekwatną, do szkody środowiskowej, opłatę. Fundacja Instrat oszacowała, na podstawie danych opublikowanych przez Agencję Rozwoju Przemysłu Oddział Katowice, że w 2020 r. sektor wydobywczy zapłacił jedynie 130 tys. zł za emisję metanu.

Tabela 5. Stawka opłat za emisje metanu w latach 2019-2022.

	2019	2020	2021	2022
Metan (CH ₄)	0,30 zł/Mg	0,30 zł/Mg	0,31 zł/Mg	0,32 zł/Mg

Źródło: Opracowanie własne historycznych i aktualnej wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska

System wsparcia dla zagospodarowania emisji metanu

Już teraz w polskim systemie prawnym istnieją regulacje zachęcające operatorów kopalń do zagospodarowywania metanu, zamiast jego uwalniania do atmosfery. Przede wszystkim, w trakcie likwidacji zakładu górniczego można, w celu ochrony środowiska lub zapewnienia bezpieczeństwa ruchu likwidowanego zakładu górniczego, wydobywać metan bez uzyskania koncesji⁸⁶. Wydobyty metan występujący w złożach węgla kamiennego oraz jako kopalina towarzysząca nie jest też objęty podatkiem⁸⁷. Co więcej, jednostki kogeneracyjne opalane metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego objęte są wsparciem wynikającym z ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji⁸⁸.

84 Prawo ochrony środowiska, Dz.U. z 2001 r. nr 62, poz. 627, t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 1973.

85 Podstawę stawek opłat dla roku 2022 stanowi Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 października 2021 r. w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2022 (M.P. poz. 960) oraz Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 22 grudnia 2017 r. w sprawie jednostkowych stawek opłat za korzystanie ze środowiska (Dz.U. poz. 2490).

86 Ustawa o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego, Dz.U. z 2007 r. nr 192, poz. 1379, t.j. Dz.U. z 2019 r. poz. 1821, art. 8f.

87 Ustawa o podatku od wydobycia niektórych kopalni, Dz.U. z 2012 r. poz. 362, t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 452, art. 3.

88 Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, Dz.U. z 2019 r. poz. 42, t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 144.



Krajowy Rejestr Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń

Krajowy Rejestr Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (PRTR) został uregulowany w dziale IVa POŚ. Prowadzący instalacje takie, jak m.in. rafinerie gazu, elektrociepłownie i inne instalacje do spalania paliw o progu mocy 50 MW, w terminie do dnia 31 marca roku następującego po danym roku sprawozdawczym przekazuje do wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska sprawozdanie zawierające dane o przekroczeniu obowiązujących wartości progowych dla uwolnień i transferów zanieczyszczeń. Próg dla metanu wynosi 100 000 kg/rok. PRTR jest rejestrem publicznym, dzięki czemu łatwo można sprawdzić największych emitentów metanu.

PODSUMOWANIE

Obowiązujące regulacje w zakresie emisji metanu są niewystarczające do skutecznego uzyskania jednolitych i prawdziwych danych o emisjach metanu w polskim sektorze energetycznym oraz do ograniczenia tych emisji do atmosfery. Nie ulega wątpliwości, że potrzebujemy zdecydowanych kroków prawnych, aby w szybkim tempie zmniejszyć emisje metanu z sektora energetycznego.

PROJEKT ROZPORZĄDZENIA UE WS. OGNIEZANIA EMISJI METANU W ENERGETYCE

15 grudnia 2021 r. KE opublikowała projekty aktów uzupełniających pakiet „Fit for 55”. Mają one dostosować kolejne sektory gospodarki do wymogów Europejskiego Zielonego Ładu. W opublikowanym pakiecie propozycji legislacyjnych znalazły się projekty kolejnego pakietu gazowego, regulującego możliwość szerszego wykorzystywania gazów odnawialnych, oraz rozporządzenia w sprawie ograniczania emisji metanu w energetyce (dalej jako: „Projekt rozporządzenia”). Rozporządzenie to będzie pierwszym aktem bezpośrednio skierowanym na ograniczenie emisji metanu w sektorach ropy, gazu i węgla, i będzie miało ono zastosowanie do podmiotów wykonujących:

- 1 poszukiwania i produkcję ropy naftowej i gazu ziemnego oraz jego gromadzenie;
- 2 przesyłanie, dystrybucję gazu, podziemne składowanie, oraz do terminali ciekłego gazu (LNG) wykorzystującego metan kopalny i/lub odnawialny (bio- lub syntetyczny);
- 3 władztwo nad podziemnymi i powierzchniowymi kopalniami węgla, jak również zakmniętymi i opuszczonymi podziemnymi kopalniami;

– łącznie zwanych dalej: „Operatorami”.

Ostateczna wersja rozporządzenia powstanie w toku negocjacji pomiędzy Komisją Europejską, Parlamentem Europejskim i Radą UE, reprezentującą interesy państw członkowskich. Poniżej przedstawiamy najważniejsze elementy Projektu rozporządzenia.

1. ORGANY KONTROLI I WERYFIKACJI

Projekt rozporządzenia wprowadza trzystopniowy proces weryfikacji emisji, dzieląc kompetencje związane z ich badaniem na trzy podmioty. Każde państwo członkowskie ma wyznaczyć co najmniej jeden podmiot odpowiedzialny za monitorowanie oraz egzekwowanie wykonywania postanowień rozporządzenia (dalej jako: „Organ kontroli”). Do zadań Organu kontroli będzie należało w szczególności:

- **Przeprowadzanie regularnych i niezapowiedzianych inspekcji** w celu weryfikacji zgodności działalności prowadzonej przez Operatorów z postanowieniami rozporządzenia⁸⁹. W ramach inspekcji, kontroli będzie podlegała wszelka dokumentacja związana z emisjami metanu oraz przeprowadzane mogą być wizje lokalne instalacji.
- **Rozpatrywanie skarg** złożonych przez podmioty, które doznały szkody spowodowanej naruszeniem postanowień rozporządzenia przez któregoś z Operatorów.
- **Wymierzanie kar** za naruszenia postanowień rozporządzenia.

Operatorzy mają być zobowiązani do pełnej współpracy z Organem kontroli, w szczególności do zapewnienia mu dostępu do pozwoleń, posiadanych danych oraz innej dokumentacji istotnej dla kontroli wykonywanej działalności. W zakresie monitorowania emisji metanu wyznaczone podmioty mają również współpracować z analogicznymi podmiotami wyznaczonymi w innych państwach członkowskich.

89 Pierwsza inspekcja ma być dokonana po upływie 18 miesięcy od wejścia w życie rozporządzenia.

Szczególnie istotne jest, że **dane zagregowane przez wyznaczony podmiot mają być co do zasady publicznie oraz nieodpłatnie dostępne na specjalnie w tym celu stworzonej stronie internetowej.**

Za weryfikację, czy przedłożone przez Operatorów dane są zgodne z postanowieniami rozporządzenia, ma być odpowiedzialny odrębny od Organu kontroli krajowy podmiot weryfikujący. Podmiot ten po przeprowadzeniu badania otrzymanych danych będzie wydawał oświadczenie o zgodności analizowanego raportu z rozporządzeniem. To szansa na znacznie większą transparentność w obszarze faktycznych emisji metanu.

Projekt rozporządzenia zakłada również współpracę z Międzynarodowym Obserwatorium Emisji Metanu, które ma być odpowiedzialne w szczególności za agregację przekazanych mu przez UE danych o emisjach CH₄, weryfikację poprawności przyjętej metodologii prowadzenia monitorowania emisji czy publikację zagregowanych danych o emisjach metanu.

PODSUMOWANIE

Projekt rozporządzenia to krok naprzód w zakresie uregulowań emisji metanu. Polskę jako jednego z największych emitentów tego gazu cieplarnianego czekają duże zmiany zmierzające do ograniczenia emisji. Na podstawie rozporządzenia Polska będzie zobowiązana do powołania przynajmniej dwóch podmiotów: pierwszego, który będzie odpowiedzialny przede wszystkim za kontrolę wykonywania postanowień rozporządzenia, oraz drugiego, który będzie odpowiedzialny za weryfikację danych o emisjach przekazanych od Operatorów. Można założyć, że KOBIZE, ze względu na swoje doświadczenie w monitorowaniu emisji, będzie naturalnym wyborem na podmiot odpowiedzialny za ich weryfikację. Z kolei na Organ kontroli powinna zostać wyznaczona państwowa Inspekcja Ochrony Środowiska, jako że posiada ona doświadczenie w kontroli podmiotów zanieczyszczających środowisko.

2. EMISJE METANU Z SEKTORA ROPY NAFTOWEJ I GAZU

Operatorzy z sektora gazu i ropy naftowej mają zostać zobowiązani do przedłożenia właściwemu podmiotowi pomiarów emisji metanu ze swojej działalności. Operatorzy ci po 12 miesiącach będą musieli przedstawić pierwszy raport emisji z wykorzystaniem ogólnych współczynników emisji (ang. *emission factors*, EF), a po 24 miesiącach i potem do 30 marca każdego roku przekładać dane o emisjach o większym poziomie dokładności, wykorzystujących współczynniki emisji oparte na bezpośrednich pomiarach emisji, zgodnie z metodologią OGMP 2.0. Projekt rozporządzenia przewiduje generalny obowiązek dla Operatorów z sektora gazu i ropy zapobiegania i minimalizowania emisji metanu z ich działalności.

Jak zostało zapowiedziane w Strategii na rzecz ograniczenia emisji metanu, Operatorzy z sektora gazu i ropy będą zobowiązani do opracowania programów wykrywania wycieków metanu i ich naprawy (LDAR). Przeglądy LDAR będą wykonywane co 3 miesiące (pierwsza inspekcja w ciągu 6 miesięcy). Urządzenia wykorzystywane do LDAR będą musiały osiągnąć próg wykrywania emisji na poziomie 500 cząstek na milion (500 ppm) emisji metanu. Jest to też granica, powyżej której Operatorzy mają być zobowiązani do napraw instalacji, z których pochodzą emisje. Będą musieli niezwłocznie, tj. nie dłużej niż w przeciągu 5 dni, usunąć przyczyny wycieku. W przypadku wykrycia emisji poniżej tej wielkości będzie istniał obowiązek przeprowadzenia przeglądu instalacji, nie później niż 3 miesiące od wykrycia emisji. **Operatorzy z sektora gazu i ropy będą musieli rejestrować wszystkie zidentyfikowane przypadki ucieczki emisji metanu, niezależnie od ich wielkości.** Dodatkowe koszty związane z wypełnianiem postanowień rozporządzenia mają być brane pod uwagę przez krajowy organ regulacyjny – Urząd Regulacji Energetyki – przy ustalaniu taryf.

Projekt rozporządzenia nakłada generalny zakaz spalania⁹⁰ metanu oraz jego upustów⁹¹, przyznając przy tym możliwość wykonywania tych czynności w ściśle określonych sytuacjach, wskazanych w rozporządzeniu. Do aktywności tych Projekt rozporządzenia zalicza upusty awaryjne oraz kiedy nie można ich uniknąć z powodu bezpieczeństwa prowadzonej naprawy, konserwacji czy testowania urządzeń. Spalanie ma być dozwolone jedynie w przypadku, gdy ponowne zatłoczenie do sieci, zagospodarowanie na miejscu lub sprzedaż nie są możliwe z przyczyn innych niż ekonomiczne. **O wszystkich przypadkach upustów i spalania mają być poinformowane Organy kontroli.**

Projekt rozporządzenia nakłada obowiązek na każde państwo członkowskie dokonania publicznie dostępnej inwentaryzacji wszystkich nieaktywnych odwiertów ropy i gazu znajdujących się na jego terytorium oraz zainstalowania w nich narzędzi do pomiaru emisji metanu. W kolejnym kroku kraje członkowskie będą zobowiązane do przygotowania planu całkowitego zamknięcia nieużywanym odwiertów, tak aby nie wydobywał się z nich metan.

IMPLIKACJE DLA POLSKI

W Polsce największymi podmiotami, które będą musiały dostosować się do nowych regulacji, są operator gazociągów przesyłowych Gaz-System oraz grupa kapitałowa PGNiG, działająca w obszarze wydobywania, produkcji, obrotu oraz dystrybucji gazu ziemnego. Spółki te będą zobowiązane do implementacji rozwiązań LDAR oraz do aktywnego przeciwdziałania emisjom metanu. Na ten moment brakuje oficjalnych danych, jak duże są emisje CH₄ z polskiego sektora gazowego, dlatego ważne jest, aby już teraz Operatorzy z sektora gazu i ropy naftowej podjęli działania, które określają, jakiej wielkości są to emisje, oraz aby informacje stały się publicznie dostępne.

Zgodnie z Projektem rozporządzenia Operatorzy z sektora ropy i gazu będą zobowiązani do prowadzenia dokumentacji wszystkich wykrytych wycieków metanu. Należy postulować, aby dane te były publicznie dostępne. Wycieki metanu stanowią zagrożenie dla życia ludzi i zwierząt znajdujących się w bliskiej odległości od wycieku, dlatego też rejestr wykrytych wycieków powinien być publicznie dostępny na stronie internetowej danego Operatora.

3. EMISJE METANU Z SEKTORA WĘGLOWEGO

Projekt rozporządzenia reguluje również działalność kopalń, zarówno kopalń węgla energetycznego, wykorzystywanego np. do produkcji energii elektrycznej, jak i kopalń węgla koksującego, z których surowiec służy do produkcji stali, gdzie nie ma niskoemisyjnych zamienników. Projekt ten odnosi się do emisji CH₄ związanych z działalnością:

- 1 podziemnych kopalń węgla generujących emisje z:
 - wszystkich szybów wentylacyjnych użytkowanych przez operatora kopalni;
 - stacji odwadniania i systemu odmetanowania, zarówno w wyniku zamierzonego, jak też niezamierzonego odpowietrzania, lub niepełnego spalania w pochodniach;
- 2 odkrywkowych kopalń węgla, tj. emisji z:
 - kopalń węgla w trakcie procesu wydobywania;
 - działalności poeksploatacyjnej.

90 Spalanie (ang. *flaring*) definiowane jest w Projekcie rozporządzenia jako spalanie metanu w celu jego unieszkodliwienia w urządzeniu przeznaczonym do spalania.

91 Odpowietrzanie (ang. *venting*) zostało zdefiniowane jako zamierzone uwalnianie niespalonego metanu do atmosfery w wyniku procesów, działań lub urządzeń zaprojektowanych do tego celu, lub w sposób niezamierzony w przypadku nieprawidłowego funkcjonowania urządzeń lub ograniczeń geologicznych.

Wszystkie powyższe działalności mają zostać objęte obowiązkiem prowadzenia monitoringu emisji metanu. Podziemne kopalnie węgla mają zostać wyposażone w urządzenia zdolne do wykrywania emisji CH₄ na poziomie 100 ppm. W przypadku podziemnych kopalń węgla odpowietrzanie i spalanie metanu z elementów drenażowych (ang. *drainage stations*) ma zostać zabronione od 1 stycznia 2025 r., z wyjątkiem np. sytuacji awaryjnych lub koniecznych ze względu na konserwację urządzeń (przy czym odpowietrzanie będzie możliwe wyłącznie, jeżeli spalanie będzie technicznie niemożliwe). Odpowietrzanie metanu szybami wentylacyjnymi w kopalniach węgla emitujących ponad 0,5 tony metanu na kilotonę wydobytego węgla, innych niż kopalnie węgla koksowego, ma zostać zabronione od dnia 1 stycznia 2027 r.

Trzy lata po dacie wejścia w życie rozporządzenia KE przyjmie akt delegowany, w celu uzupełnienia regulacji poprzez ustanowienie ograniczeń w zakresie odpowietrzania metanu z szybów wentylacyjnych w kopalniach węgla koksowego.

W ciągu 12 miesięcy od daty wejścia w życie rozporządzenia państwa członkowskie mają być zobowiązane do sporządzenia inwentaryzacji wszystkich zamkniętych i porzuconych kopalń węgla. Państwa członkowskie będą również zobowiązane do przygotowania planu ograniczenia emisji metanu z tych kopalń.

IMPLIKACJE DLA POLSKI

Polska należy do grona największych emitentów metanu kopalnianego nie tylko w UE, ale również na świecie. Zgodnie z deklaracjami politycznymi, Polska ma zamknąć wszystkie kopalnie węgla dopiero do roku 2049. Oznacza to, że jeżeli rozporządzenie w proponowanym brzmieniu wejdzie w życie, działalność polskich kopalń w obecnej formie stanie się znacznie utrudniona i konieczne będzie podjęcie znacznych nakładów inwestycyjnych, aby zapewnić alternatywne do spalania i uwalniania metanu sposoby utylizacji metanu z tych kopalń.

4. EMISJE METANU POZA UE

Projekt rozporządzenia zakłada utworzenie bazy danych zawierającej informacje dotyczące importu paliw kopalnych do UE. Importerzy będą zobowiązani do podania informacji dotyczących m.in. źródła importu, czy w danym kraju obowiązują regulacje w zakresie metanu: sposobu monitorowania i raportowania, działań podjętych na rzecz ograniczenia emisji. Informacje te będą publicznie dostępne. KE może nałożyć na importerów dodatkowe obciążenia (standardy, cele redukcyjne) jeszcze przed końcem 2025 r., tak aby ograniczyć emisje związane z importem paliw kopalnych.

Dodatkowo, spodziewane jest utworzenie narzędzia umożliwiającego sprawne identyfikowanie źródeł emisji poza Unią, z wykorzystaniem obserwacji satelitarnych, oraz podjęcie odpowiednich działań dyplomatycznych.

Biorąc pod uwagę, że w przypadku importu gazu ziemnego emisje metanu powstające, zanim gaz trafi do unijnych konsumentów, są 3-8 razy większe niż emisje w samej Unii, to propozycje KE są dość ostrożne w zakresie objęcia obowiązkami ograniczenia tych emisji podmiotów poza UE.

PODSUMOWANIE

Zaprezentowana propozycja regulacji dotyczących metanu stanowi duże zmiany w zakresie monitorowania i redukcji emisji tego gazu związanych z wydobyciem i transportem paliw kopalnych (węгля, ropy i gazu ziemnego). Ostateczna wersja rozporządzenia będzie wynikiem negocjacji między Komisją Europejską, Parlamentem Europejskim i Radą UE. Już w aktualnym brzmieniu Projekt rozporządzenia stanowi bardzo ważny krok ku ograniczeniu emisji metanu w sektorze energetycznym. Tym niemniej, nie jest on wolny od niedoskonałości. Przede wszystkim zabrakło wiążącego celu redukcji emisji metanu. KE nie zdecydowała się na jego określenie być może ze względu na brak jednolitych i w pełni wiarygodnych danych na temat emisji CH₄ w poszczególnych państwach członkowskich. KE nie zdecydowała się również na radykalniejszy krok w postaci objęcia emisji metanu systemem handlu uprawnieniami do emisji, co prawdopodobnie najszybciej przełożyłoby się na realne ograniczenie emisji. W Projekcie rozporządzenia brakuje również zdecydowanych kroków wobec zagranicznych importerów gazu; w tym przypadku pozostaje liczyć, że w akcie delegowanym KE przyjmie silniejsze środki przeciw emisjom metanu poza UE. Musimy jednak pamiętać, że propozycja KE jest jedną z najdalej idących regulacji dotyczących metanu na świecie i powinna stanowić wzór dla państw poza UE.

PODSUMOWANIE

Na arenie międzynarodowej emisje metanu przez wiele lat były ignorowane i traktowane jako problem drugiej kategorii, w porównaniu do CO₂. Teraz, kiedy większość państw członkowskich UE ma już opracowaną strategię redukcji dwutlenku węgla, przyszedł czas na metan, który w perspektywie krótkoterminowej ma większy wpływ na klimat niż CO₂. Preludium tych działań była Strategia metanowa UE oraz Projekt rozporządzenia ws. ograniczania emisji metanu w energetyce. Za emisje metanu odpowiada przede wszystkim sektor rolnictwa, odpadów oraz energetyczny. Większość emisji metanu jest pochodzenia antropogenicznego, dlatego mamy wpływ na ich szybką redukcję. W Polsce emisje te są realnym problemem, tym bardziej że należymy do czołowych emitentów metanu z sektora energetycznego w UE.

Unia Europejska, w tym w szczególności Polska, potrzebuje pilnych działań zmierzających do ujednoczenia metodologii pomiaru oraz ograniczenia emisji CH₄, zarówno w sektorze energetycznym, jak i rolnictwie oraz gospodarce odpadami. W zakresie emisji metanu z sektora energetycznego w Polsce, konieczne jest w pierwszej kolejności wprowadzenie rozwiązań skierowanych do kopalń węgla, jako największych emitentów tego gazu cieplarnianego. W szczególności konieczne jest:

- 1 dokonanie inwentaryzacji aktywnych i nieaktywnych kopalń pod względem wielkości emisji metanu oraz opracowanie ujednoczonej metodologii pomiaru tych emisji;
- 2 opracowanie przy udziale operatorów kopalń oraz strony społecznej strategii zawierającej plan ograniczenia i zagospodarowania emisji metanu;
- 3 przyjęcie wiążących regulacji prawnych zobowiązujących operatorów kopalń do implementacji rozwiązań ustalonych w strategii.

Powyższe propozycje to pierwsze, najpilniejsze działania, aby zmniejszyć ilość wydobywanego się metanu z kopalń.

Drugim zagadnieniem wymagającym debaty publicznej jest perspektywa transformacji energetycznej opartej przede wszystkim na gazie ziemnym. Gaz ziemny, zaraz po węglu, stanowi jedno z bardziej szkodliwych źródeł energii. W instalacjach, w których węgiel zastępuje się gazem, zasadne jest przeprowadzenie dokładnej analizy porównawczej śladu cieplarnianego wykorzystywanego przedtem węgla ze śladem cieplarnianym zastępującego go gazu ziemnego (w szczególności emisji CO₂ i CH₄). Zgodnie z danymi MAE⁹²:

- średnio, przejście z węgla na gaz zmniejsza emisje o 50% przy produkcji energii elektrycznej;
- energia elektryczna wyprodukowana z gazu ziemnego, który został przetransportowany jako LNG, powoduje średnio o 45% niższe emisje gazów cieplarnianych niż węgiel.

Kluczowym wyrażeniem, na które musimy zwrócić uwagę, to użyte przez MAE „średnio” – co oznacza, że są to dane uśrednione i nie w pełni precyzyjne. Dane MAE pokazują, że intensywność emisji metanu z węgla pochodzącego z różnych krajów znacznie się różni w zależności od regionu, użytej technologii itd. W celu weryfikacji realnych korzyści w zakresie gazów cieplarnianych wynikających ze zmiany paliwa, wymagana będzie znacznie większa szczegółowość danych dotyczących emisji z poszczególnych ogniw łańcucha produkcji i dystrybucji paliw kopalnych.

Innym elementem, na który należy zwrócić uwagę, są emisje pochodzące z nieszczelności gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, spowodowane wiekiem urządzeń lub uszkodzeniami.

Operatorzy z sektora gazu powinni niezwłocznie implementować systemy LDAR, zgodne ze standardami europejskimi, które pozwolą na szybką reakcję wobec niekontrolowanej ucieczki emisji. Znaczne emisje metanu pojawiają się również w terminalach LNG, co może powodować wątpliwości w kontekście planowanej inwestycji pływającego terminalu LNG typu FSRU (ang. *floating storage and regasification unit*) w Gdańsku i całej infrastruktury towarzyszącej. Nie do uniknięcia są emisje związane z procesem wentylacji i zaplanowanych procesów odpowietrzania, koniecznych ze względów bezpieczeństwa – są to często znaczne emisje, które dokładają swoją dużą cegiełkę do ogólnego bilansu emisji w polskim sektorze energetycznym. Biorąc pod uwagę cały proces uzyskiwania gazu ziemnego z LNG i emisje metanu pojawiające się już w państwie, z którego ten gaz pochodzi, to przy określaniu korzyści wynikających z wykorzystania LNG konieczne jest wzięcie pod uwagę emisji z całego łańcucha dostaw.

Przed polskim sektorem energetycznym pojawiło się kolejne wyzwanie: ograniczenia emisji metanu – dla dobra naszego zdrowia i przyszłości planety. Trwanie przy paliwach kopalnych, poza wpływem na nasze zdrowie, odbije się również na naszych portfelach. Sektor paliw kopalnych będzie musiał poczynić znaczne inwestycje w nowoczesne instalacje do monitorowania emisji metanu oraz do unikania tych emisji w swojej działalności. Bez wątpienia konieczne jest prowadzenie szerokiej debaty publicznej, w jaki sposób szybko i efektywnie możemy osiągnąć redukcję emisji metanu w energetyce.

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi

Jesteśmy prawnikami / prawniczkami zajmującymi się ochroną środowiska.

Łącząc prawo, naukę i politykę publiczną tworzymy strategie i narzędzia, które pomagają mierzyć się z największymi problemami środowiska naturalnego.

Wojciech Modzelewski - prawnik programu Infrastruktura Paliw Kopalnych w ClientEarth. Specjalizuje się w regulacjach dotyczących sektora energetycznego, w szczególności w zakresie regulacji sektora gazu ziemnego oraz odnawialnych źródeł energii. Jest autorem lub współautorem publikacji naukowych z zakresu regulacji sektora energetycznego. Wojciech ukończył prawo na Uniwersytecie Łódzkim oraz aktualnie kończy pracę doktorską na Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie.

Dr inż. Jarosław Nęcki - kierownik laboratorium analizy gazów cieplarnianych na Wydziale Fizyki i Informatyki Stosowanej AGH. Absolwent AGH, na której również obronił pracę doktorską zakładając stacje monitoringu gazów cieplarnianych na Kasprowym Wierchu. W obszarze jego zainteresowań badawczych leży problematyka gazów cieplarnianych, w tym w szczególności metanu. Jest autorem 65 artykułów naukowych. Brał również udział w wielu projektach związanych z bilansowaniem metanu finansowanych z środków unijnych, przez EDF i sektor prywatny.