

Kamila Pronińska

ORCID 0000-0002-2987-7653

Dynamika globalnego i europejskiego bezpieczeństwa energetycznego w warunkach sankcji i kryzysu klimatycznego

Globalny rynek naftowy – kryzys zażegnany?

Rok niepewności wywołany agresją rosyjską na Ukrainę, a następnie nałożeniem sankcji na rosyjską ropę przez państwa Zachodu, zgodnie z oczekiwaniami skutkowało skokami cen surowców na światowych giełdach. Jednocześnie bezprecedensowa skala działań państw IEA na rzecz przeciwdziałania gwałtownemu i nadmiernemu wzrostowi cen ropy przyniosła efekty. O ile średnia cena baryłki ropy Brent dla całego roku kalendarzowego 2022 wynosiła 100,93 USD, a zatem znacznie powyżej średniej z lat poprzednich, o tyle pod koniec roku jej notowania zamknęły się na poziomie 82,82 USD. Taki też średni poziom utrzymała w roku 2023 (82,90 USD). Efekt działań IEA – największego w historii i do tego dwukrotnego uwolnienia rezerw strategicznych w pierwszej połowie 2022 r.¹, a także zwiększenia amerykańskiego eksportu ropy i produktów naftowych do państw europejskich – byłby większy, gdyby nie polityka OPEC+. Państwa OPEC+ zachowały limity produkcji w warunkach sankcji na rosyjską ropę, a do tego utrzymywały importerów w niepewności co do przyszłych decyzji w sprawie dalej idących cięć produkcji.

W istocie globalny rynek naftowy w 2023 r. pozostawał pod wpływem trzech głównych czynników: zachodnich sankcji na rosyjską ropę, rosnącej podaży ropy z rezerw strategicznych (decyzje IEA) i produkcji spoza OPEC+, w końcu decyzji OPEC+ w sprawie cięć produkcji.

Sankcje na rosyjską ropę – pierwsze efekty i pierwsze porażki

Sankcje obejmujące rosyjską ropę, w tym wprowadzony pułap cenowy, oddziaływały przede wszystkim na zmniejszenie rosyjskich dochodów

¹ O interwencjach IEA zob.: K. Pronińska, „Świat i Europa w obliczu kryzysu energetycznego: konsekwencje wojny, sankcji i rosyjskiej broni energetycznej”, *Rocznik Strategiczny 2022/23*, Wydawnictwo Naukowe Scholar, Warszawa 2023.

eksportowych i konieczność przekierowania eksportu ropy i produktów naftowych w 2023 r. Nie wpłynęły jednak szczególnie na wolumen ropy i produktów naftowych dostarczanych przez rosyjskie koncerny na światowy rynek. Zresztą taka też była idea, która legła u podstaw nałożenia eksperymentalnego pułapu cenowego (ang. *oil price cap*). Nie chodziło bowiem o istotne ograniczenie rosyjskiego eksportu, co mogłoby destabilizować rynek i prowadzić do nadmiernego wzrostu cen, lecz o znaczące zmniejszenie dochodów eksportowych, które pozwalają finansować rosyjską agresję zbrojną przeciw Ukrainie². Ocena funkcjonowania pułapu cenowego z perspektywy jednego roku w tym momencie nie może być jednoznaczna. Z jednej strony łatwo ferować wyroki „*oil cap* się nie sprawdził”, gdyż pojawiało się wiele nadużyć, a „ropa rosyjska płynęła bez większych problemów”, „ceny zaś rosły”³. Z drugiej strony, jak podkreślano na łamach zeszłorocznego *Rocznika Strategicznego*, nie ma wątpliwości co do tego, że branża naftowa nie pogodzi się łatwo z nowym reżimem i pojawią się próby jego omijania. Równie dobrze można konkludować: z branżą naftową tak już jest, a sankcje generalnie nie działają, dlatego więc tym razem miałyby być inaczej. Zapewne gdyby decyzje były podejmowane przez biznes, do żadnych sankcji nigdy by nie doszło, ani w 2014 r. po aneksji Krymu (kiedy wprowadzono zakaz inwestowania w rosyjskie niekonwencjonalne złoża ropy i złoża szelfu arktycznego), ani w 2022 r. Dlatego też w badaniach i ocenach bezpieczeństwa energetycznego należy być ostrożnym co do intencji i rzetelności analiz prezentowanych przez różne środowiska thinktankowe czy branżowe. Co zatem wiadomo o dotychczasowym funkcjonowaniu sankcji i pułapu cenowego i jakie z tego wnioski można wyciągnąć?

Według danych ministerstwa finansów Rosji w 2023 r. udział Europy w eksporcie rosyjskich węglowodorów spadł z 40–45% do 4–5%, ale dochody budżetu federalnego z tytułu eksportu ropy i gazu zmniejszyły się o około

² Rosja przed 2022 r. była drugim największym światowym eksporterem produktów naftowych i ropy. W 2021 r. wolumen rosyjskiego eksportu ropy wynosił 263,6 mln ton, z czego 138 mln ton trafiało do krajów europejskich. W tym czasie Rosja eksportowała 140 mln ton produktów naftowych, z czego 76 mln ton do Europy (dane: *BP Statistical Review of World Energy 2022*, kwiecień 2023, s. 27). Zgodnie z danymi za 2022 r. eksport rosyjskiej ropy nieznacznie wzrósł, tj. do 264,7 mln ton ropy, z tego 116,9 mln ton importowała Europa. Eksport produktów naftowych spadł do poziomu 125 mln ton, ale wolumen importowany przez kraje europejskie się nie zmienił (*Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2023*, s. 28–29). Pełne dane za 2023 r. w momencie pisania artykułu nie były jeszcze dostępne, a one dopiero pozwolą na rzetelną ocenę wpływu sankcji i pułapu cenowego na pozycję Rosji jako dostawcy ropy i produktów naftowych w 2023 r.

³ Np. V. Jack, G. Gavin, „Russian oil price cap has largely failed, new report finds”, Politico, 5 grudnia 2023 r., <https://www.politico.eu/article/russia-oil-price-cap-ukraine-war-centre-research-energy-clean-air/>; CSIS, A. Imsirovic, B. Cahill, *Russian Oil Price Caps are Failing a Key Test*, 25 października 2023 r., <https://www.csis.org/analysis/russian-oil-price-caps-are-failing-key-test> (dostęp: 5.01.2024).

24% (99,4 mld USD)⁴. W perspektywie całkowitego przekierowania rosyjskich dostaw do Azji pułap cenowy zostanie głównym narzędziem wpływającym na osłabianie pozycji negocjacyjnej Rosji i tym samym jej dochodów. W 2023 r. w związku z sankcjami, które objęły wywóz rosyjskiej ropy do UE drogą morską, dostawy ropy na rynki pozaeuropejskie realizowane były w ponad 60% przez porty Primorsk, Ust-Ługa, a następnie tankowcami przez cieśniny duńskie. Rola Danii jest zatem szczególnie istotna w weryfikowaniu i kontrolowaniu funkcjonowania pułapu cenowego. Ma ona bowiem możliwość przeprowadzania inspekcji, a także mogłaby blokować tankowce, jeśli wymagałby tego reżim sankcyjny, w tym zwłaszcza potrzeba wzmocnienia efektywności górnego pułapu cenowego na rosyjską ropę⁵. W istocie w 2023 r. tego rodzaju propozycje pojawiały się w toku wewnątrzunijnej debaty nad wzmocnieniem reżimu sankcyjnego. Obowiązujące w 2023 r. sankcje UE na rosyjską ropę i niektóre produkty naftowe transportowane drogą morską zostały wprowadzone w ramach szóstego pakietu sankcji w czerwcu 2022 r. (ograniczenia zaczęły obowiązywać od 5 grudnia i 5 lutego odpowiednio dla ropy i produktów naftowych)⁶. Oznaczały one wyłączenie z importu do UE około 90% sprowadzanej z Rosji ropy. Do tego w grudniu 2022 r. UE w porozumieniu z państwami G-7 i Australią (Koalicja ds. Ograniczeń Cen, dalej: Koalicja) wprowadziły *oil price cap*, czyli górny pułap cenowy dla ropy, olejów ropy naftowej i otrzymanywanych z bituminów pochodzących z Rosji i które są z Rosji eksportowane. Zakazane zarazem zostało wykorzystywanie statków należących do firm państw Koalicji dla transportu rosyjskiej ropy i produktów, a także ich ubezpieczenia, jeśli cena przekracza ustalony pułap. Było to szczególnie ważne ograniczenie z racji roli, jaką odgrywają państwa Koalicji w świadczeniu usług ubezpieczeń dla rynku ropy (przypada na nie około 90% rynku produktów ubezpieczenia armatorskiego P&I, kluczowego dla handlu ropą⁷). Ubezpieczenia morskie to instytucja prawa morskiego i niezbędny element współczesnego obrotu ropą naftową, jako

⁴ „Russia’s oil and gas budget revenue down 24% in 2023”, Reuters, 11 stycznia 2024 r., <https://www.reuters.com/business/energy/russias-oil-gas-budget-revenue-down-24-2023-2024-01-11/> (dostęp: 15.01.2024).

⁵ „Denmark could block Russian oil tankers from reaching markets”, *Financial Times*, 14 listopada 2023 r., <https://www.ft.com/content/6409ed38-73f4-46b3-b0f1-649c5e5b79db> (dostęp: 15.12.2023).

⁶ Z sankcji tymczasowo została wyłączona ropa importowana rurociągami do tych państw członkowskich, których wysoki poziom uzależnienia od Rosji i brak alternatywnych dostawców uniemożliwiał w tak krótkim czasie zastąpienie rosyjskiej ropy. Bułgaria i Chorwacja dodatkowo uzyskały możliwość tymczasowego importu rosyjskiej ropy i oleju napędowego drogą morską. Więcej o sankcjach UE: K. Pronińska, „Świat i Europa...”, op. cit.

⁷ 13 klubów zrzeszonych w International Group of P&I Clubs (w tym 8 w Wielkiej Brytanii, 1 w USA, 1 w Japonii i 3 w Skandynawii) grupuje ponad 90% światowego tonażu i 50% wszystkich statków. Pełnią one także funkcję reasekuratorów w stosunku do dalszych klubów w Anglii i za granicą. Zob. P. Radwański, „Ubezpieczenia morskie, Art. 3”, <https://pogoria.pl/art/ubezpieczenia-morskie> (dostęp: 15.01.2024).

że porty i kanały, którymi transportowany jest ten surowiec, wymagają dokumentów potwierdzających ich posiadanie. *Price cap* działa zatem w ten sposób, że aby móc skorzystać z ubezpieczeń morskich świadczonych przez kluby P&I zrzeszone w państwach Koalicji, ropa i produkty naftowe z Rosji wywożone do państw spoza embarga importowego nie mogą przekroczyć ustalonego pułapu. Według stawek obowiązujących w 2023 r. oznaczało to, że cena rosyjskiej ropy nie może przekraczać 60 USD/b, 45 USD/b w przypadku przecenionych produktów naftowych i 100 USD/b dla produktów naftowych *premium*⁸.

Zgodnie z raportem Departamentu Skarbu USA⁹ rosyjska ropa docierała na rynek światowy, ale zarówno embargo, jak i pułap cenowy uniemożliwiły czerpanie nadzwyczajnych zysków z gwałtownego wzrostu światowych cen ropy naftowej spowodowanego agresją na Ukrainę, co w rezultacie utrudnia Rosji finansowanie działań wojennych. W istocie udało się znacząco zmniejszyć dochody eksportowe Rosji – zgodnie z oficjalnymi danymi rządowymi w pierwszej połowie roku dochody z eksportu ropy spadły o połowę, a nadwyżka na rachunku obrotów bieżących Rosji zmniejszyła się ze 124 mld USD do 23 mld USD w tym samym okresie rok wcześniej¹⁰. Był to przede wszystkim efekt embarga. Natomiast sam pułap cenowy, jako swoisty eksperyment, wymaga dopracowania i uszczelnienia.

Początkowo problemem okazało się ustalenie go na zbyt wysokim poziomie – konieczność przekierowania eksportu spowodowała, że Rosja była gotowa na znaczne upusty, tak iż samo embargo znacznie obniżyło koszt zakupu rosyjskiej ropy trasami wcześniej wykorzystywanymi do eksportu na rynek europejski (Bałtyk i Morze Czarne)¹¹. Miejsce tradycyjnego europejskiego

⁸ Zob. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/sanctions/restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/sanctions-against-russia-explained/> (dostęp: 15.01.2024).

⁹ E. Rosenberg, E. Van Nostrand, *The Price Cap on Russian Oil: A Progress Report, 18 May 2023*, <https://home.treasury.gov/news/featured-stories/the-price-cap-on-russian-oil-a-progress-report> (dostęp: 15.01.2024).

¹⁰ Za: DGAP Policy Brief No. 10, May 16, 2023, The Peterson Institute for International Economics (PIIE), <https://www.piie.com/blogs/realtime-economics/oil-price-cap-and-embargo-russia-are-working-imperfectly-and-defects-must> (dostęp: 15.01.2024).

¹¹ Analitycy Departamentu Stanu słusznie zauważają, że choć nie zmieniła się wielkość eksportu Rosji, to zarabia ona na nim znacznie mniej, niż by mogła (tj. bez funkcjonującego pułapu cenowego). Przed wojną różnica w średniej cenie między baryłką rosyjskiej Urals a benchmarkingową ropą z Morza Północnego Brent wynosiła kilka dolarów, a w pierwszej połowie 2023 r. wg oficjalnych danych osiągnęła już 23–35 dolarów. W rezultacie nawet rosyjscy oficjele przyznawali, że pułap cenowy i sankcje znacząco zmniejszają możliwości finansowe Rosji i wpływają na pogłębianie deficytu budżetowego. Taką opinią dzielił się z mediami m.in. minister finansów Anton Siłuanow. Z kolei wicepremier Aleksandr Nowak oświadczył, że trudności, jakie wywołało unijne embargo, i pułap cenowy zostały zrekomensowane przez rosnący popyt na rosyjską ropę, choć gdyby nie one, z pewnością dochody byłyby znacznie wyższe. Za: E. Rosenberg, E. Van Nostrand, op. cit. W drugiej połowie roku wg danych ministerstwa finansów Rosji kraj

rynku zbytu dla Urals (głównego gatunku eksportowego rosyjskiej ropy) zajęły przede wszystkim Indie, Egipt i Turcja. Nie dotyczyło to dotychczasowych morskich szlaków azjatyckich, gdzie cena ropy rosyjskiej utrzymywała się powyżej 60 USD/b. Pojawiały się także liczne przypadki naruszeń pułapu cenowego i zakazu transportu z wykorzystaniem floty członków Koalicji, jako że trendy cenowe na globalnym rynku naftowym w drugiej połowie roku kształtowały się znacznie powyżej 60 USD/b, a i nie było problemu z popytem na rosyjską ropę. Przykładowo dane dotyczące wywozu ropy z portu Kozmino wskazują, że blisko 96% ładunków było wycenianych powyżej pułapu cenowego, a niemal połowa tankowców, które je obsługiwały, należała do firm z państw Koalicji bądź była przez nie ubezpieczana¹².

Kolejnym problemem, jaki się pojawił w ramach omijania pułapu cenowego, był nagły rozkwit floty „tankowców cieni” czy „szarej floty” – oba te terminy popularyzowały media branżowe. Nowo powstające zagraniczne firmy krzaki, tworzone wyłącznie po to, by ukryć pochodzenie i własność tankowców, tak by nie podlegały reżimowemu sankcyjnemu, czy wyjątkowo częste zmiany bandery tankowców, doprowadziły do rozwoju zjawiska „szarej floty” o bezprecedensowej skali (Windwar’s Maritime AI zidentyfikował około 900 jednostek należących do owej „szarej floty”)¹³. Kreatywność branży naftowej jest powszechnie znana i rozwój szarej floty stanowi tego jaskrawy przykład. Jakby tego było mało, rozwijała się i innego rodzaju przestępczość – „czarna flota” – celowe wyłączanie systemu automatycznej identyfikacji i inne zwodnicze praktyki żeglugowe tankowców z rosyjską ropą¹⁴. W świetle tych informacji spora część analityków i mediów branżowych szybko ferowała wyroki śmierci dla polityki pułapu cenowego, a nawet wzywała do jej zakończenia¹⁵. Cóż, jak już ustaliliśmy, gdyby to od branży naftowej zależało, żadnych sankcji nigdy by nie nałożono, a zatem może po prostu mechanizm wymaga udoskonalenia, a nie „uśmiercenia”, co zdarza się postulować części ekspertów branżowych.

uzyskiwał już znaczne wyższe dochody – dla porównania w styczniu było to 388 mln rubli, w sierpniu–wrześniu zaś odpowiednio 773 i 974 mln rubli. W tym czasie różnica ceny między Urals a Brent wynosiła już 15 dolarów (<https://www.statista.com/statistics/1298092/urals-brent-price-difference-daily/>, dostęp: 22.01.2024). Wiązało się to nie tylko ze wzrostem cen ropy na światowych giełdach, ale mogło również świadczyć o tym, że biznes znalazł i bezwzględnie wykorzystał istniejące możliwości ominięcia pułapu cenowego.

¹² E. Rosenberg, E. Van Nostrand, op. cit.

¹³ Zob. *Illuminating Russia's Shadow Fleet*, Windward Report, <https://windward.ai/knowledge-base/illuminating-russias-shadow-fleet/> (dostęp: 22.01.2024).

¹⁴ Ibidem.

¹⁵ Zob. A. Nightingale, J. Lee, A. Longley, „How Russia punched an \$11 billion hole in the west's oil sanctions”, Bloomberg, 6 grudnia 2024 r., <https://www.bloomberg.com/news/features/2023-12-06/oil-prices-how-russia-punched-an-11-billion-hole-in-west-s-sanctions-regime> (dostęp: 22.01.2024).

Z pewnością jeśli polityka pułapu cenowego ma być kontynuowana (a zdecydowanie powinna, stawką jest bowiem utrudnienie Rosji kontynuowania działań zbrojnych przeciwko Ukrainie) i efektywna, to należy zmodyfikować dotychczasowy reżim sankcyjny, tak by go uszczelnić, w tym uporać się z problemem praktyk „szarej” i „czarnej” floty, a także tej niebudzącej zastrzeżeń własnościowych, ale przewożącej rosyjską ropę z naruszeniem pułapu cenowego. Dlatego też w 2023 r. proponowano m.in. pomysły wzmocnienia kontroli, wykrywania sfalsyfikowanych listów przewozowych i blokowania tankowców w cieśninach duńskich. Problem należy widzieć jednak szerzej. Dodatkowym wyzwaniem jest bowiem pojawienie się licznych „niezachodnich ubezpieczycieli”, naturalnie w celu ominięcia reżimu sankcyjnego, których ubezpieczenia mogą nie chronić wystarczająco tankowców i wrażliwego ekosystemu morskiego na wypadek wycieku ropy. I w takich sferach pojawia się przestrzeń do nowych unijnych regulacji w zakresie wymaganych ubezpieczeń morskich. Brak działań i pozwolenie na to, by biznes wynajdywał sobie kolejne luki, oznaczać będzie, że górny pułap cenowy stanie się fikcją, a może i powodować poważniejsze implikacje dla innych sektorów bezpieczeństwa, w tym ekologicznego. Problemem jak zwykle może okazać się uzyskanie poparcia wszystkich państw Koalicji, w tym całej UE, dla wzmocnienia sankcji. Istotnym wyzwaniem jest także polityka OPEC+. Jeśli bowiem mechanizm pułapu nie zostanie uszczelniony i zmodyfikowany, to im wyższe ceny ropy, tym wyższe będą dochody z tytułu eksportu tego surowca z Rosji.

Trendy podażowe – produkcja OPEC+ vs. reszta

Problematyczna z perspektywy działań instytucjonalnych podejmowanych w 2023 r. była kartelizacja podaży ropy w wydaniu OPEC+. Wprawdzie w samym OPEC+ spory dotyczące utrzymania cięć produkcji w 2023 r. świadczyły o napiętych relacjach między państwami członkowskimi, różnej percepcji uwarunkowań rynkowych i ich oddziaływania na sytuację makroekonomiczną w krajach naftowych, mimo to w procesach decyzyjnych przeważała chęć wykorzystania nowych uwarunkowań rynkowych – tj. sankcji na rosyjską ropę i gwałtownego poszukiwania przez państwa europejskie nowych źródeł dostaw – do maksymalizacji zysków państw naftowych. OPEC+ (porozumienie 23 państw producentów ropy) w grudniu 2023 r. obchodziło 7. rocznicę powstania. Kiedy w 2016 r. w Wiedniu podpisywano deklarację o współpracy między OPEC a 11 producentami spoza kartelu (w gronie tym znalazły się: Azerbejdżan, Bahrajn, Brunei Darussalam, Gwinea Równikowa, która później dołączyła do OPEC; Kazachstan, Malezja, Meksyk, Oman, Rosja, Sudan, Sudan Południowy), przedstawiciele państw przystępujących do deklaracji oficjalnie powołali platformę współpracy w celu stabilizowania rynku. W istocie była to odpowiedź na rosnącą amerykańską produkcję z niekonwencjonalnych źródeł, a formuła współpracy w zakresie cięć produkcji okazała się podstawowym

narzędziem wpływania na ceny ropy, od których silnie uzależnione są wszystkie państwa naftowe składające się na OPEC+¹⁶. Ugrupowanie pełni tym samym nie tylko deklarowaną funkcję „stabilizatora” rynku, lecz także (a nawet przede wszystkim) realizatora interesów ekonomicznych państw członkowskich. Najdobitniej świadczyła o tym polityka ostatnich lat. Gdyby bowiem nie działania producentów spoza OPEC+ i działania interwencyjne IEA, cena ropy miała szansę pobić historyczne rekordy z 2008 r. OPEC+ jest dziś ważnym aktorem na światowym rynku naftowym, a wolne moce produkcyjne państw OPEC, z Arabią Saudyjską na czele, pełnią z pewnością funkcję „wentyla bezpieczeństwa” na wypadek nagłych przerw w dostawach. Dodajmy, że w 2022 r. to właśnie Arabia Saudyjska aż o 10% zwiększyła produkcję ropy, co było ważnym krokiem stabilizacyjnym w warunkach nakładania kolejnych sankcji na rosyjską ropy. Mimo to zwłaszcza w warunkach trudnej sytuacji budżetowej państw naftowych, a także perspektyw zmniejszania się globalnej konsumpcji ropy (a ostatecznie osiągnięcia szczytu zapotrzebowania, ang. *peak-oil demand*) kartelizacja produkcji może okazać się dotkliwa dla importerów. Takie wyzwanie stworzyły stopniowe cięcia produkcji OPEC+ zarządzone pod koniec 2022 r. i utrzymane w 2023 r.

W październiku Arabia Saudyjska i Rosja potwierdziły utrzymanie dodatkowych dobrowolnych cięć produkcji do końca 2023 r. (Arabia Saudyjska o 1 mln b/d do końca 2023 r., a Rosja 300 tys. b/d)¹⁷, w listopadzie zaś OPEC+ podjęło decyzję o przedłużeniu na kolejny rok istniejących limitów produkcji – w grudniu 2023 r. łączne cięcia produkcji OPEC+ wynosiły około 6 mln b/d¹⁸, co odpowiadało około 6% dziennej światowej konsumpcji. Decyzje te zapadły w warunkach wojny Izrael–Hamas, rozgrywającej się na Bliskim Wschodzie, w regionie odpowiadającym za 1/3 globalnego eksportu ropy drogą morską, co natychmiast znalazło wyraz w rosnących cenach ropy na giełdach¹⁹. Wojna, co do której do końca roku nie było pewności, jak dalece rozprzestrzeni się w tym wrażliwym geopolitycznie i energetycznie

¹⁶ W 2022 r. eksporterzy OPEC produkowali 28,7 mln b/d, co stanowiło 38% światowej produkcji, a państwa uczestniczące w OPEC+, ale niebędące członkami OPEC – 16,5 mln b/d (dane za: EIA, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56420>, dostęp: 15.01.2024). Widać zatem wyraźnie, że dzięki połączeniu sił tej grupy państw eksporterów są one w stanie stworzyć znacznie silniejszy impuls rynkowy i efekt z perspektywy globalnego bezpieczeństwa energetycznego (zwłaszcza w wymiarze ekonomicznej dostępności ropy), niż gdyby działały osobno.

¹⁷ „OPEC+ maintains oil policy stability, Saudi Arabia and Russia continue production cuts”, *Oil and Gas Journal*, 4 października 2023 r., <https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14299808/opec-maintains-oil-policy-stability-saudi-arabia-and-russia-continue-production-cuts> (dostęp: 22.01.2024).

¹⁸ L. Sanicola, „Oil settles lower ahead of OPEC+ decision”, Reuters, 27 listopada 2023 r., <https://www.reuters.com/business/energy/brent-climbs-ahead-opec-oil-production-decision-2023-11-24/> (dostęp: 22.01.2024).

¹⁹ Wprawdzie dwa miesiące wcześniej obserwowany był spadek cen ropy na światowych giełdach, co mogło warunkować decyzje OPEC+ (Arabia Saudyjska opowiadała się za zwiększeniem

regionie²⁰, w połączeniu z polityką OPEC+ i sankcjami nałożonymi na rosyjski eksport nie jest dobrym sygnałem dla rynku. W tych uwarunkowaniach naturalny wydaje się powrót niepewności i obawy o stabilność i możliwe zaburzenia dostaw na globalnym rynku.

Jak zaznacza się w jednym z najbardziej wpływowych dla rynku energetycznego corocznym raporcie IEA – *World Energy Outlook* – choć ceny paliw spadły ze swoich szczytów z 2022 r. i powróciły do poziomu sprzed wojny, rynki energii pozostają niespokojne, napięte i niestabilne²¹. W takich momentach testowane są istniejące zależności i mechanizmy, a zatem instytucjonalny wymiar globalnego bezpieczeństwa energetycznego. OPEC+ wbrew deklaracjom o stabilizowaniu rynku gra na wyżkę cen, przyczyniając się do wzrostu obaw i niepewności wśród importerów. Z drugiej strony energetycznej mapy świata IEA ze strategicznymi rezerwami (SPR, ang. *strategic petroleum reserves*) państw członkowskich (od początku wojny z SPR uwolnione zostało łącznie 182 mln baryłek ropy) i podstawowa zasada bezpieczeństwa energetycznego – dywersyfikacja (szeroko rozumiana – od tras, technologii, przez dostawców, po bilans energetyczny) w połączeniu z polityką efektywności energetycznej okazały się kluczowe w zapewnieniu ciągłości dostaw i przeciwdziałaniu kryzysowi energetycznemu. USA odegrały ważną rolę po stronie podażowej, nie tylko dlatego że w ich posiadaniu jest najwięcej SPR, lecz także ze względu na zwiększenie produkcji ropy do 17,8 mln b/d (wzrost o 6,5%) i jej eksportu (wzrost o 10%, do 8,8 mln b/d) – utrzymały zatem pozycję jej największego światowego producenta. Pod koniec 2022 r. ropa amerykańska po raz pierwszy w historii stała się głównym źródłem dostaw tego surowca do UE²². Podobnie inni zachodni producenci zwiększali produkcję, przyczyniając się do stabilizacji rynku. Tym większym wyzwaniem był zatem kolejny rok, w którym OPEC+ zwiększało swoje wolne moce produkcyjne, a kraje zachodnie przeciwnie, wciąż utrzymywały wysoki poziom produkcji i eksportu do najbardziej dotkniętej kryzysem UE.

limitów), ale wraz z atakiem terrorystycznym Hamasu, a następnie wojną Izraela w Gazie ceny poszybowały do poziomu 95 USD/b.

²⁰ Taki charakter miały działania jemeńskich Huti, którzy jako jeden z pierwszych irańskich *proxy* w odwecie za operację Izraela w Strefie Gazy zaczęli atakować tankowce na Morzu Czerwonym, co skutkowało na początku 2024 r. odpowiedzią zbrojną ze strony USA i Wielkiej Brytanii. Już w przeszłości ataki Huti w okolicach jednej z kluczowych dla globalnego rynku cieśnin Bab al-Mandab budziły obawy o możliwość zakłócenia dostaw, ale nigdy wcześniej w takiej skali nie nastąpiło przekierowanie tankowców z ropą i LNG z tego akwenu jak na przełomie 2023 i 2024 r.

²¹ International Energy Agency, *World Energy Outlook 2023*, IEA, Paris 2023, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> (dostęp: 22.01.2024).

²² Zgodnie z danymi Eurostatu udział Rosji w dostawach ropy spadł w ciągu 2022 r. z 31% (w styczniu) do 4% (w grudniu). Ropę rosyjską zastąpiła zwłaszcza ropa amerykańska i norweska – w tym czasie udział USA wzrósł z 12% do 18%, a Norwegii do z 10% do 17% (<https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/DDN-20230328-1>, dostęp: 22.01.2024).

Transformacja energetyczna UE jako odpowiedź na wyzwania geopolityczne i kryzys energetyczny?

Unijny rynek gazu – bezpieczeństwo dostaw „paliwa przejściowego” transformacji energetycznej

Gaz miał być paliwem przejściowym transformacji energetycznej UE. Jako że rosyjskie dostawy odgrywały w tych kalkulacjach rolę kluczową, wraz z agresją Rosji na Ukrainę, kryzysem gazowym, wyrażającym się w szokująco wysokich cenach surowca na europejskich giełdach, i koniecznością gwałtownego poszukiwania nowych źródeł dostaw, zaczęto pisać nowe scenariusze, w których perspektywy dla roli gazu jako paliwa przejściowego znacząco się zmieniły. Kryzys energetyczny 2022 r. stał się kluczowym punktem odniesienia dla rozwoju nowych strategii bezpieczeństwa dostaw i zarazem strategii transformacji energetycznej. Mimo to należy podkreślić w tym kontekście także rolę wcześniejszych kryzysów na rynku gazowym, obserwowanych na rok przed agresją²³. Fluktuacje cen gazu i ich rekordowy poziom negatywnie oddziaływały na wskaźniki makroekonomiczne i bezpieczeństwo energetyczne państw UE. Co ciekawe, prognozy IEA dotyczące dynamiki popytu na gaz w latach 2022–2026 wskazują, że nie tylko w Europie, lecz także globalnie będzie następowało istotne spowolnienie. Jest to tym samym nowość dla rynku gazowego, który dynamicznie się rozwijał na przestrzeni ostatnich dekad²⁴.

W 2023 r. rynek gazowy doświadczał wciąż wahań cen, napięć, a także problemów z podażą. Na rynku europejskim najpoważniejszym incydentem było uszkodzenie 8 października podmorskiego gazociągu Balticconnector łączącego Estonię (Paldiski) i Finlandię (Inkoo), a także podmorskiego kabla telekomunikacyjnego łączącego Szwecję z Estonią, który biegnie wzdłuż gazociągu. Gazociąg uruchomiono w 2020 r. i od tego czasu odgrywa on ważną rolę dla Finlandii i trzech państw bałtyckich – umożliwia Finlandii dostęp do giełdy GET Baltic i łotewskiego UGS w Inčukalna, stanowiąc jednocześnie jedyne połączenie gazociągowe omijające Rosję, a Estonii i Łotwie daje dostęp do LNG z pływającego terminala (FSRU) w Inkoo. Śledztwo prowadzone przez służby wszystkich państw koncentrowało się na roli rosyjskich statków, które w tym czasie przemieszczały się w okolicy odnotowanego uszkodzenia (jednym z nich był kontenerowiec z napędem atomowym Siewmorput należący do Atomflot, spółki córki Rosatom), a także chińskim kontenerowcu. Śledztwo wykazało, że przyczyną awarii było uszkodzenie spowodowane

²³ Zob. K. Pronińska, „Globalne i europejskie bezpieczeństwo energetyczne w warunkach gwałtownie rosnących cen surowców i kryzysu klimatycznego”, *Rocznik Strategiczny 2021/22*, Wydawnictwo Naukowe Scholar, Warszawa 2022.

²⁴ *Gas 2023 Medium-Term Market Report*, <https://www.iea.org/reports/medium-term-gas-report-2023> (dostęp: 22.01.2024).

przez człowieka²⁵. Choć gazociąg odgrywał szczególną rolę po 2022 r. – tj. gdy wszystkie cztery państwa przestały kupować rosyjski gaz – to zgodnie z oceną ACER (Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki) z grudnia 2023 r. „brak dostępności Balticconnector nie stanowi istotnego zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu w regionie”²⁶.

Gaz rosyjski płynął w 2023 r. do UE w mocno okrojonych ilościach, ale wciąż docierał na rynek wewnętrzny. Nord Stream 1 pozostawał uszkodzony, a nowe wątki w śledztwie prowadzonym przez Danię, Niemcy i Szwecję wskazywały, że odpowiedzialna za atak na gazociąg może być grupa ukraińska (władze Ukrainy stanowczo temu zaprzeczają) – sześciuosobowa załoga jachtu wynajętego w Niemczech, który zatrzymywał się w portach wszystkich trzech krajów, a także Polski. Wprawdzie firmy europejskie składające się na konsorcjum Nord Stream AG (w tym E.ON) potwierdzały gotowość do naprawy gazociągu, ta jednak okazuje się bardzo skomplikowana, zwłaszcza że wymagałaby wpuszczenia rosyjskich grup naprawczych na wrażliwy strategicznie obszar Bałtyku. W obecnych uwarunkowaniach geopolitycznych scenariusz ten nie jest więc możliwy do realizacji, a tym samym gaz rosyjski nie będzie płynął Gazociągiem Północnym. Gazpromowi pozostawały zatem inne szlaki lądowe, jak również morskie.

Zgodnie z danymi Eurostatu we wrześniu 2023 r. ilość gazu importowanego przez UE z Rosji stanowiła 44% importu z 2021 r., a udział Rosji w unijnej strukturze dostaw gazu spadł z 39% w trzecim kwartale 2021 r. do 12% w analogicznym okresie 2023 r. W tym czasie najbardziej zwiększył się udział amerykańskiego LNG (23% wszystkich dostaw gazu), a także surowca pochodzącego od tradycyjnych dostawców do Europy, tj. Algierii, Wielkiej Brytanii i Norwegii. Mimo to cena rynkowa gazu była tak wysoka, że z perspektywy Rosji wartość eksportu spadła nieznacznie – zaledwie o 3%²⁷. Na większe poczucie bezpieczeństwa w UE wpływ miała efektywna polityka w zakresie rozbudowy mocy magazynowych, a także przetrwanie pierwszego szoku podażowego i cenowego z zimy 2022/2023 r. W 2023 r. funkcjonowały już przepisy wzmacniające obowiązek zapełniania magazynów przed zimą przynajmniej w 90%²⁸

²⁵ Zob. „Uszkodzenie Balticconnector. Długie tłumaczenie Rosatomu”, <https://energia.rp.pl/gaz/art39287481-uszkodzenie-balticconnector-dlugie-tlumaczenie-rosatomu>; Uszkodzenie fińsko-estońskiego połączenia gazowego Balticconnector, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2023-10-11/uszkodzenie-finsko-estonskiego-polaczenia-gazowego-balticconnector> (dostęp: 22.01.2024).

²⁶ ACER, <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-welcomes-entsogs-gas-winter-supply-outlook-and-recommends-improvements> (dostęp: 22.01.2024).

²⁷ Dane za: Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_trade_with_Russia_-_latest_developments#Main_product_groups_in_EU_exports_to_Russia (dostęp: 22.01.2024).

²⁸ Przyjęte w czerwcu 2022 r. rozporządzenie Rady nakazuje zapełnianie podziemnych magazynów gazu (UGS, ang. *Underground Gas Storage*) – przed zimą 2022/23 w co najmniej 80%,

i podawane przez ACER oceny gotowości systemu gazowego UE do przetrwania nawet całkowitego wstrzymania dostaw rosyjskiego gazu wyglądały dość optymistycznie. W istocie przez cały rok operatorom magazynów UE udawało się osiągnąć poziom ich zapełnienia znacznie wyższy niż we wcześniejszych latach. Zgodnie z danymi Gas Infrastructure Europe w połowie grudnia 2023 r. były one zapełnione w blisko 100%, a cel 90% zapełnienia magazynów został osiągnięty już w sierpniu. W grudniowej opinii ACER oceniło, że kluczem do bezpieczeństwa dostaw gazu jest współpraca państw UE, w tym wykorzystywanie istniejących mocy magazynowych, maksymalizacja przepływów między systemami gazowymi państw członkowskich i wspólne zwiększanie zdolności importowych²⁹. W istocie w okresie 2022–2023 ważną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w UE odegrało redukowание popytu na gaz, zapełnianie magazynów i dodawanie nowych mocy importowych LNG.

Od początku 2022 r. Unia Europejska zwiększyła zdolności importowe LNG o 36,5 mld m sześć., choć konsumpcja tego paliwa zwiększyła się w tym czasie o 4,8%³⁰. Głównymi dostawcami były USA, Katar, ale i Rosja... Wobec zablokowania eksportu rosyjskiego gazu niektórymi gazociągami Gazprom wykorzystywał możliwość eksportu LNG. Głównymi europejskimi odbiorcami rosyjskiego LNG były Hiszpania, Francja i Belgia. Stąd też przez cały rok prowadzono konsultacje wewnętrzne w kwestii sposobów ograniczenia możliwości kontraktowania rosyjskiego LNG w europejskich terminalach. Próby całkowitego wstrzymania importu rosyjskiego gazu, w tym LNG, są podejmowane od początku rosyjskiej agresji na Ukrainę. Jest to jednak trudny proces i nawet jeśli znacząco spadł udział rosyjskiego dostawcy w unijnym imporcie, to państwa europejskie wciąż potrzebują rosyjskiego gazu, a 30-procentowy wzrost zakupów rosyjskiego LNG w porównaniu z 2021 r. jest dowodem na to, że poszukiwane są nowe „furtki” wejścia na rynek europejski. Dopóki nie będzie decyzji i koordynacji działań w tym obszarze na szczeblu UE, dopóty gaz rosyjski będzie obecny w unijnym bilansie energetycznym.

w kolejnych latach zaś w 90%. Nowe rozporządzenie uznaje infrastrukturę magazynową za infrastrukturę strategiczną i wprowadza obowiązek przejścia nowego procesu certyfikacji przez wszystkich operatorów tej infrastruktury w UE. UE monitoruje stan zapełnienia magazynów zgodnie z przyjętym comiesięcznym grafikiem. Rozporządzenie przewiduje także mechanizm dzielenia się kosztami napełniania magazynów, tak by państwa o mniejszych zdolnościach magazynowych miały dostęp do rezerw, ale i współuczestniczyły w ich tworzeniu. Zob. *Rocznik Strategiczny 2022/23*, op. cit.; Gas Storage Regulation (EU/2022/1032), https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/gas-storage_en (dostęp: 22.01.2024).

²⁹ Zob. ACER, Opinion No 11/2023 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 14 December 2023 on ENTSOG's Winter Supply Outlook 2023/2024.

³⁰ Institute for Energy Economics and Financial Analysis, „Europe's LNG capacity buildout outpaces demand”, 31 października 2023 r., <https://ieefa.org/articles/europes-lng-capacity-buildout-outpaces-demand> (dostęp: 22.01.2024).

Działania interwencyjne UE doprowadziły do złagodzenia skutków kryzysu, a w 2023 r. obserwowano istotny spadek cen gazu. Pod koniec roku cena na giełdzie TTF kształtowała się na poziomie poniżej 40 euro/MWh, a zatem najniższym od połowy 2021 r.³¹ W tym czasie także pozaeuropejskie giełdy odnotowywały spadki cen³² z powodu wysokiej podaży, stagnacji popytu i wzrostu zapasów gazu. W przypadku UE wydaje się, że przetrwanie pierwszego szoku cenowego i podażowego (jako efektu weaponizowania dostaw gazu przez Rosję³³), a także tego czysto psychologicznego, było kluczowe. Zbudowanie w ekspresowym tempie zupełnie nowych mechanizmów, które miały spełniać funkcję wentyli bezpieczeństwa dla rynku gazu w Europie, zwiększyło pewność dostaw i gotowość do przerwania układu silnej zależności od rosyjskiego gazu, co jeszcze dwa lata temu mogło się wydawać niemożliwe do osiągnięcia.

W drodze ku transformacji energetycznej

Równoległe do działań prowadzonych w obrębie sektora gazu ziemnego szczególną rolę do odegrania ma polityka transformacji energetycznej. Inwestycje w OZE, efektywność energetyczną, a zatem zmianę dotychczasowego modelu konsumpcji i produkcji energii w UE, słusznie uznano za sposób na długofalowe uniezależnienie się od Rosji i szerzej od importowanych źródeł energii. W dobie licznych wyzwań geopolitycznych, a także tych związanych z zapewnieniem stabilnych dostaw węglowodorów z innych kierunków niż rosyjski, polityka klimatyczna UE nabiera jeszcze większego znaczenia strategicznego. Dla osób badających procesy transformacji energetycznej jest jasne, że prowadzą one do długofalowych zmian w układzie sił na rynku energetycznym i międzynarodowych stosunkach energetycznych. Nie tylko będą się zmieniać dotychczasowe układy zależności importowo-eksportowych, lecz także powstawać nowe ośrodki siły i wpływów. W Europie obserwowany już obecnie wyścig w sferze nowych technologii dla sektora energetycznego czy dostępu do strategicznych minerałów i pierwiastków ziem rzadkich, które będą niezbędne dla transformacji energetycznej, jest kluczowym elementem budowania nowych ośrodków siły, a w obecnych uwarunkowaniach geopolitycznych również sposobem na zmniejszanie wpływów takich dostawców węglowodorów jak Rosja³⁴.

³¹ Na początku stycznia 2024 r. cena dla transakcji *futures* na TTF wynosiła 31 euro/MWh, zob. <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5714606&span=2> (dostęp: 22.01.2024).

³² Przykładowo amerykańska benchmarkingowa cena spotowa na Henry Hub w 2023 r. była niższa o 62% w porównaniu ze średnią z 2022 r.

³³ Zob. *Rocznik Strategiczny 2022/23*, op. cit.

³⁴ Zob. K. Pronińska, „Transition to renewable energy and the reshaping of consumer-producer power relations”, w: D. Scholten (red.), *Handbook on the Geopolitics of the Energy Transition*, Edward Elgar Publishing, Northampton 2023.

Niektóre z państw UE widzą w nowych projektach wydobywczych szansę także na pobudzenie europejskich regionów, które znalazły się w zapaści lub podlegały procesom deindustrializacji. Tak uzasadniane są m.in. plany francuskiego rządu zmierzającego do aktywowania wydobycia litu (niezbędnego w większości wykorzystywanych obecnie technologii EV) czy białego wodoru lub władz Szwecji o uruchomieniu wydobycia minerałów ziem rzadkich (niezbędnych do produkcji turbin wiatrowych, rozwoju fotowoltaiki i EV) ze złóż, które już obecnie zapowiadają się jako największe pokłady tych minerałów w Europie³⁵.

Pomysłów jest wiele, aby jednak transformacja przyniosła korzyści dla bezpieczeństwa energetycznego, ekonomicznego, a także społecznego, musi być przemyślana i sprawiedliwa – implikuje to powrót do pierwotnej idei zrównoważonego rozwoju i szerszego uwzględniania potrzeb najbardziej wrażliwych grup społecznych. Rynek energii UE wymaga zatem poważnych reform, które umożliwią dostosowanie go do wyzwań transformacji. W 2023 r. uwaga w tym kontekście skupiała się przede wszystkim na zagadnieniach ekonomicznej dostępności energii. Zarówno rosyjska agresja, która skutkowałą gwałtownym wzrostem cen energii, jak i transformacja energetyczna – podejmowana bez uwzględnienia potrzeb najbiedniejszych gospodarstw domowych, państw czy regionów – mogą stać się nie tylko wyzwaniem, lecz także realnym zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego (fizycznej i ekonomicznej dostępności energii). Tradycyjnie już burzliwy proces negocjacyjny dopiero pod koniec roku przyniósł rozwiązania, które będą stanowiły podstawy rozporządzenia dotyczącego reformy rynku energii³⁶. Unijna diagnoza sytuacji kryzysowej była następująca – problemem jest powiązanie cen energii z ceną paliw kopalnych, które podlegają gwałtownym fluktuacjom, co zagraża bezpieczeństwu konsumentów. Rozwiązaniem powinno być zatem stworzenie swoistego bufora między rynkami (cenami paliw kopalnych) a rachunkami za energię dla

³⁵ Zob. H. Gunn, „Europe’s largest deposit of rare earth metals found in northern Sweden”, *High North News*, 13 stycznia 2023 r., <https://www.highnorthnews.com/en/europes-largest-deposit-rare-earth-metals-found-northern-sweden> (dostęp: 22.01.2024).

³⁶ Propozycje reform – nowelizację rozporządzeń i dyrektyw o energii elektrycznej z lat 2018–2019 oraz REMIT (rozporządzenia o ochronie przed manipulacją na hurtowym rynku energii) – KE przedstawiła w marcu. Ich celem było wypracowanie długofalowych rozwiązań zapobiegających kryzysowi cenowemu na rynku energii za pomocą umów długoterminowych i pobudzenia produkcji energii odnawialnej. W czerwcu ustalono kwestie wsparcia dla umów zakupu energii i ochrony konsumentkiej. W październiku Rada UE wypracowała *general approach*, w którym poparała reformę uwzględniającą mechanizm rozwoju OZE poprzez umowy PPA (ang. *power purchase agreements*), dwustronne CfD, a także zapewniającą szeroką ochronę konsumentów. 16 listopada zawarto wstępne porozumienie dotyczące rozporządzenia REMIT. Ustalono także nowe reguły ogłaszania kryzysu cen energii – kryteria obejmują średnią cenę energii na rynkach hurtowych i/lub gwałtowny wzrost cen detalicznych. Wprowadzono też przepisy regulujące działania państw członkowskich w odniesieniu do odbiorców wrażliwych i osób objętych ubóstwem energetycznym.

konsumentów końcowych przez zwiększenie ochrony konsumentów, wzrost stabilności dla przedsiębiorstw i rozwój produkcji energii z OZE. W ślad za tymi zdawałoby się banalnymi w swej prostocie rozwiązaniami szły liczne szczegółowe regulacje³⁷. Kluczowe jest jednak uznanie rozwoju OZE za główny instrument budowania długofalowej ochrony konsumentów przed skokami cen energii elektrycznej. Przełomowe było też założenie, że dwustronne kontrakty różnicowe (CfD) będą dotyczyły nie tylko inwestycji w nowe elektrownie oparte na OZE (energii wiatrowej, słonecznej, geotermalnej, wodnej), lecz także energii nuklearnej³⁸.

COP28 i Karta dekarbonizacji rynków ropy i gazu

W 2022 r. emisje CO₂ z sektora energetycznego wzrosły o 0,9%, czyli znacznie mniej niż w 2021 r. (wzrost o 6% po wcześniejszym spadku związanym z COVID-19 i lockdownem), ale to wystarczyło, żeby osiągnęły nowy rekord 36,8 Gt³⁹. Nie wydaje się więc, by globalny reżim klimatyczny działał... Niewiele z ustaleń kolejnych COP, które zostały powołane wraz z zawarciem UNFCCC (Ramowej konwencji NZ ds. zmian klimatu z 1992 r.) można uznać za wnoszące coś przełomowego – czy to w postaci celów, zobowiązań, czy instrumentów – do walki z globalnym ociepleniem. Od czasu porozumienia paryskiego, w którym społeczność międzynarodowa (strony UNFCCC) zobowiązała się do podjęcia starań w zakresie ograniczenia wzrostu temperatury powierzchni Ziemi w granicach 1,5–2°C do końca stulecia, obserwujemy pogłębianie się tzw. luki emisyjnej, tj. luki między zadeklarowanym celem ograniczenia wzrostu temperatury a zobowiązaniami poszczególnych krajów (NDC, ang. *nationally determined contributions*) czy tym bardziej rzeczywistymi działaniami. W rezultacie emisje CO₂ i innych gazów cieplarnianych rosną, przyczyniając się do oddalania perspektyw realizacji celów paryskich⁴⁰. Zwiększanie krajowych ambicji w sferze NDC, jak również realizacja inicjatyw sektorowych z kolejnych COP to kolejna szansa na wprowadzenie emisji na ścieżkę ku utrzymaniu wzrostu globalnej temperatury w granicach 1,5–2°C. COP28 odbył się w sercu rynku naftowego – na Bliskim Wschodzie, w państwie będącym ważnym światowym producentem i eksporterem

³⁷ Więcej: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/electricity-market-reform/>; https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6602 (dostęp: 22.01.2024).

³⁸ Jednym z kluczowych punktów spornych w unijnych negocjacjach było wsparcie dla energii atomowej. Francusko-niemiecki spór o uwzględnienie energetyki nuklearnej w ramach CfD został ostatecznie rozstrzygnięty na korzyść Francji. Dwustronny CfD jest modelem wsparcia rozwoju OZE, z którego korzysta wiele państw UE, a polega on na uzgodnieniu ceny referencyjnej; gdy cena rynkowa energii jest niższa niż cena referencyjna, różnica jest wypłacana stronie wspieranej, gdy cena rynkowa jest wyższa, to strona wspierająca jest beneficjentem różnicy.

³⁹ Dane IEA: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022> (dostęp: 22.01.2024).

⁴⁰ Dane dotyczące wzrostu emisji CO₂ zob. <https://globalcarbonbudget.org/>; <https://www.ncei.noaa.gov/cdo-web/> (dostęp: 22.01.2024).

ropy – ZEA. Na gospodarzu COP zawsze spoczywa odpowiedzialność za doprowadzenie do postępu w negocjacjach klimatycznych. Liczy się zarazem „przejsie do historii” w budowaniu bezpieczeństwa klimatycznego, co udało się tylko nielicznym. Taki charakter miały COP w Kioto, Kopenhadze, Paryżu i Glasgow. Szczyt w Dubaju będzie z pewnością wskazywany jako pierwszy, który zakończył się zamieszczoną w dokumencie końcowym podpisanym przez delegacje 198 państw wzmianką, że jesteśmy na drodze ku końcowi ery paliw kopalnych. Brzmienie tego stwierdzenia pozostawia wiele do życzenia. Nie jest to zobowiązanie, ale raczej zapowiedź „początku końca” ery paliw kopalnych; w dokładnym brzmieniu: „odejście od paliw kopalnych w systemach energetycznych w sposób sprawiedliwy, uporządkowany i równy”⁴¹. Trudno tym samym uznać to za szczególne odkrycie czy tym bardziej wielkie osiągnięcie.

Konsensus z ZEA (ang. *UAE Consensus*), gdyż taki jest tytuł dokumentu końcowego, określa agendę klimatyczną, zgodnie z którą celem jest utrzymanie wzrostu globalnej temperatury powierzchni Ziemi na poziomie 1,5°C, co oznacza konieczność przyspieszenia działań, by osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 r. Spośród nielicznych zobowiązań, jakie można znaleźć w tekście dokumentu, na uwagę zasługuje deklaracja zatrzymania i odwrócenia procesu wylesiania i degradacji lasów do 2030 r. Wycinka lasów przybrała na skali i intensywności (nie tylko w Polsce) w ostatnich latach. Według raportu Global Forest Watch na przestrzeni dwóch ostatnich dekad świat utracił łącznie 459 mln ha pokrywy drzewnej (oznaczało to zmniejszenie pokrywy drzewnej o 12%) i 72,5 mln ha wilgotnych lasów pierwotnych (całkowita ich powierzchnia zmniejszyła się tym samym o 7,1%). Taka skala wylesiania odpowiadała emisjom CO₂ rzędu 195 Gt⁴²! Może więc przynajmniej w tym zakresie nastąpiło swego rodzaju zbiorowe przebudzenie i uświadomienie sobie konsekwencji niekontrolowanej i bezrefleksyjnej gospodarki drzewnej.

Podczas COP28 po raz pierwszy przyjęto globalne cele w dziedzinie OZE i efektywności energetycznej – 132 państwa zobowiązały się do podwojenia tempa poprawy globalnej efektywności energetycznej (do ponad 4% do 2030 r.) i potrojenia mocy zainstalowanych OZE (do co najmniej 11 tys. GW) do 2030 r. (ang. *Global Renewables and Energy Efficiency Pledge*). Z kolei 33 kraje (w tym Polska) podpisały deklarację o potrojeniu światowych mocy energetyki nuklearnej do 2050 r. Nowością jest też przyjęcie zobowiązań sektorowych w postaci Karty dekarbonizacji rynków ropy i gazu (ang. *Oil and Gas Decarbonization Charter*, OGDC) przez koncerny naftowe. Sygnatariusze

⁴¹ Oryg.: „transitioning away from all fossil fuels in energy systems, in a just, orderly and equitable manner in this critical decade to enable the world to reach net zero emissions by 2050, in keeping with the science” (<https://unfccc.int/news/cop28-agreement-signals-beginning-of-the-end-of-the-fossil-fuel-era>, dostęp: 22.01.2024).

⁴² Dane: <https://www.globalforestwatch.org/dashboards/global/> (dostęp: 22.01.2024).

Ramka 1

Karta dekarbonizacji rynków ropy i gazu (ang. Oil and Gas Decarbonization Charter, OGDC), przyjęta podczas COP28 w Dubaju

Sygnatariusze: 50 koncernów naftowych odpowiadających za ponad 40% produkcji ropy, w tym: NOCs (ang. *National Oil Companies*): **ADNOC, Bapco Energies**, Ecopetrol, EGAS, Equinor, GOGC, INPEX Corporation, KazMunaiGas, Mari Petroleum, Namcor, **National Oil Company of Libya**, Nilepet, NNPC, OGDC, OMO, ONGC, Pakistan Petroleum Limited (PPL), Pertamina, Petoro, **Petrobras, Petroleum Development Oman**, Petronas, PTTEP, **Saudi Aramco**, SNOG, SOCAR, Sonangol, Uzbekneftegaz, ZhenHua Oil, YPF⁴³.

IOCs (ang. *International Oil Companies*): Azule Energy, BP, Cepsa, COSMO Energy, Crescent Petroleum, Dolphin Energy Limited, Energean Oil & Gas, Eni, EQT Corporation, Exxonmobil, ITOCHU, LUKOIL, Mitsui & Co, Oando plc, Occidental Petroleum, Puma Energy (Trafigura), Repsol, Shell, TotalEnergies, Woodside Energy Group.

Zobowiązanie: dekarbonizacja działalności operacyjnej, w tym uzyskanie zerowej emisji metanu do 2030 r. i neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 r.

Główne instrumenty:

- inwestycje w system energetyczny przyszłości, obejmujący odnawialne źródła energii, paliwa niskoemisyjne i technologie o ujemnej emisji;
- zwiększanie przejrzystości, w tym usprawnianie pomiarów, monitorowania, raportowania i niezależnej weryfikacji emisji gazów cieplarnianych oraz ich przebiegu i postępu w ograniczaniu emisji;
- rozwój najlepszych praktyk branżowych w celu przyspieszenia dekarbonizacji działalności i dążenie do wdrożenia obecnych najlepszych praktyk do 2030 r. w celu wspólnego zmniejszenia intensywności emisji;
- ograniczanie ubóstwa energetycznego oraz zapewnianie bezpiecznej i niedrogiej energii w celu wspierania rozwoju wszystkich gospodarek.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: <https://www.cop28.com/en/news/2023/12/Oil-Gas-Decarbonization-Charter-launched-to-accelerate-climate-action> (dostęp: 22.01.2024).

dokumentu (zob. ramka powyżej) zadeklarowali uzyskanie zerowej emisji metanu do 2030 r. i neutralności klimatycznej do 2050 r. Kartę podpisało 50 koncernów odpowiadających za 40% światowej produkcji ropy, w tym NOCs, które stanowiły ponad 60% sygnatariuszy, co oznaczało największe w historii gremium NOCs podejmujących zobowiązania w zakresie dekarbonizacji, a wiele z nich uczyniło to po raz pierwszy.

Jako zagranie marketingowe Karta jest na pewno osiągnięciem, ale praktycznego jej znaczenia nie powinno się przeceniać. Próżno szukać harmonogramu odchodzenia od paliw kopalnych czy redukcji produkcji. Sformułowania zarówno samego Konsensusu z ZEA, jak i OGDC są kolejną próbą zamaskowania nieudolności i braku determinacji we wzmacnianiu bezpieczeństwa klimatycznego. Państwa naftowe i branża naftowa są wciąż jednym z największych beneficjentów braku konkretnych i mocnych zobowiązań oraz pilnych działań. Interesy finansowe wciąż biorą górę nad wyobraźnią strategiczną.

⁴³ Koncerny, których nazwy wyróżniono, to członkowie OPEC.

*

W roku 2023 koncerny naftowe podczas COP28 z dumą prezentowały Kartę dekarbonizacji rynków ropy i gazu jako wielkie osiągnięcie branży, a sygnatariusze Konsensusu z ZEA składali deklarację, że kiedyś nastąpi koniec ery paliw kopalnych. W tym samym czasie rosła w siłę flota „tankowców widm” z rosyjską ropą płynęła na światowe rynki, a branża wymyślała tysiące sposobów, by ominąć reżim sankcyjny. Rosja, choć osłabiona, wciąż finansowała wojnę w Ukrainie dochodami z rynku gazu i ropy. Z kolei UE przez cały rok debatowała, jak ochronić konsumentów przed wzrostem cen energii, będących wynikiem zależności od importowanych paliw kopalnych, by w końcu dojść do wniosku, że oprócz OZE wsparcie należy się też energetyce nuklearnej... W tym czasie koncentracja CO₂ w atmosferze wynosiła 422 ppm, a rok 2023 (w tym każdy kolejny miesiąc od czerwca do grudnia) okazał się najcieplejszym w historii badań, czyli od 1880 r.⁴⁴ Kryzys klimatyczny narasta, a prowadzone polityki wciąż nie są w stanie wypełnić luki emisyjnej, tj. luki między celem paryskim a deklarowanymi i realizowanymi narodowymi zobowiązaniami.

Dynamics of global and European energy security in the face of sanctions and climate crisis

A year of uncertainty caused by Russian aggression against Ukraine and the subsequent imposition of sanctions on Russian oil by Western countries resulted, as expected, in high volatility of oil and gas prices. At the same time, the unprecedented scale of IEA countries' actions to mitigate the sudden increase in oil prices, and the EU's policy measures to prevent an even greater energy crisis in Europe brought effects. This chapter explores the changes in the global and European energy security landscape in 2023 and evaluates some of the measures which were taken in response to Russia's full-scale invasion on Ukraine. The first part focuses on how the three major factors – Western sanctions on Russian oil, the growing supply of oil from strategic reserves and non-OPEC+ production, and OPEC+ production cuts – influenced the global oil market. Among others, it addresses the problem of violations of the Western sanction regime, including the oil price cap, by various actors.

The second part provides an analysis of the contemporary trends in the European energy market. It discusses the energy transition of the EU, which has started to be perceived not only as an answer to the global climate crisis but also as a response to geopolitical challenges and the energy crisis. In this context, it also discusses the changes in the perception of natural gas as a transitional fuel, the problem of weaponization of gas supplies and gas infrastructure in 2023, and EU's new energy policy regulations, which put investments in RES at the centre of attention. The last part presents and critically analyzes some of the main findings of the climate summit COP28 and the UEA Consensus.

⁴⁴ Dane NASA: <https://earthobservatory.nasa.gov/images/152313/five-factors-to-explain-the-record-heat-in-2023> (dostęp: 01.02.2024).

Keywords: Energy security, oil price cap, OPEC+, Russia, sanctions, COP28, energy transition, renewable energy, CO₂ emissions, oil market, gas market, oil prices, EU energy policy, climate policy, Nord Stream 2, Balticconnector, Oil and Gas Decarbonization Charter, UEA Consensus, IEA

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne, limit cen ropy, OPEC+, Rosja, sankcje, COP28, transformacja energetyczna, energia odnawialna, emisje CO₂, rynek, rynek ropy, rynek gazu, polityka energetyczna Unii Europejskiej, polityka klimatyczna, Nord Stream 2, Balticconnector, Karta dekarbonizacji rynków ropy i gazu, porozumienie w Dubaju, Międzynarodowa Agencja Energetyczna