

Bezpieczeństwo energetyczne w warunkach gwałtownego wzrostu cen i kryzysu klimatycznego

Trendy globalne – rosnące ceny ropy i gazu, polityka OPEC+, obawy importerów

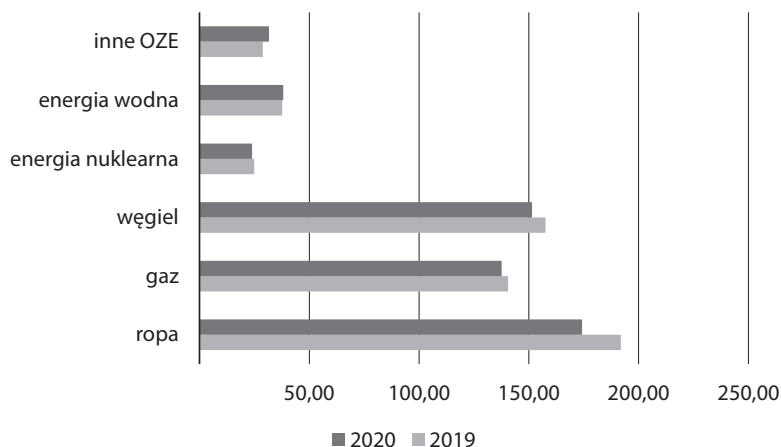
W 2021 r. rynek energetyczny doświadczał odbudowy po roku pandemii i spowolnienia gospodarczego. Oznaczało to naturalny wzrost popytu na energię, w tym importowane paliwa węglowodorowe. Wzrost potrzeb importowych najważniejszych rynków zbytu ropy i gazu był czynnikiem oddziałującym na wzrost cen surowców. Do zasadniczej zmiany trendów cenowych doszło jednak przede wszystkim w wyniku ograniczeń podaży, które rozbudziły dawne obawy o bezpieczeństwo energetyczne i szerzej bezpieczeństwo surowcowe, zwłaszcza w wymiarze ekonomicznej dostępności surowców i rosnących kosztów ich zakupów dla gospodarek państw importerów.

Rok pandemii COVID-19 i Wielkiego Lockdownu doprowadził do bezprecedensowego spadku popytu na energię (o 4,5% w porównaniu z 2019 r.), w tym ze wszystkich nieodnawialnych źródeł energii (zob. wykres 1).

Szczególnie wyrazisty i zarazem bezprecedensowy był spadek popytu na ropę. W 2020 r. jej konsumpcja spadła o 8,9 mln baryłek dziennie (b/d), czyli 9,1%. Oznaczało to zmniejszenie jej cen i straty finansowe dla eksporterów¹, których odpowiedź była szybka i zdecydowana. Wiosną 2020 r. OPEC+ (23 państwa sygnatariusze tzw. deklaracji współpracy²) podjęło interwencję

¹ Zob. *Rocznik Strategiczny 2020/21*.

² Na deklarację współpracy składają się porozumienie algierskie podpisane 28 września 2016 r. podczas nadzwyczajnego spotkania 170. konferencji OPEC oraz porozumienie wiedeńskie z 30 listopada 2016 r. podpisane podczas 171. spotkania konferencji OPEC w Wiedniu. Porozumienie zostało zawarte przez OPEC i 10 państw spoza kartelu, tj. Azerbejdżan, Bahrajn, Brunei, Gwineę Równikową (obecnie już członka OPEC), Kazachstan, Malezję, Meksyk, Oman, Rosję, Sudan, Sudan Południowy. Zob. https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/6748.htm (dostęp: 10.01.2022).



Wykres 1

Zmiany w konsumpcji nośników energii w latach 2019–2020 [EJ]

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BP.

(decyzję o cięciach produkcji), której skala i czas trwania miały się okazać równie bezprecedensowe, jak i sama redukcja cen ropy z okresu pandemii. Kumulatywne cięcia produkcji miały wynieść 10 mln b/d, stopniowo skalę cięć zredukowano do poziomu 5,8 mln b/d³. W 2020 r. produkcja OPEC została zmniejszona o 4,3 mln b/d, tj. 12%⁴. W kolejnym roku producenci OPEC+ utrzymywali cięcia produkcji, co wobec rosnącego popytu i czynników, które wpłynęły na czasowe zaburzenia dostaw ropy z państw spoza OPEC+ (w tym zwłaszcza zaburzenia produkcji w USA), doprowadziło do gwałtownego wzrostu cen. W październiku ceny dwóch benchmarkingowych gatunków ropy osiągnęły szczytowy poziom powyżej 86 USD za baryłkę, zarówno w przypadku Brent, jak i WTI⁵. W ciągu całego 2021 r. ceny Brent i WTI wzrosły ponad 50%, co oznaczało, że był to najwyższy roczny wzrost od 2016 r.⁶

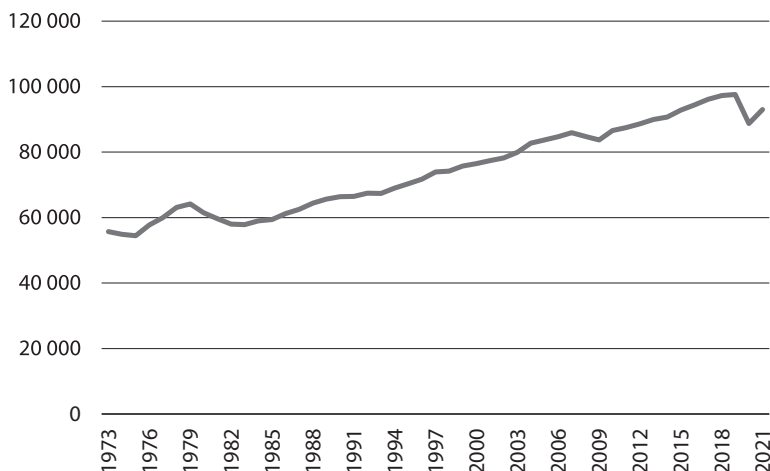
Sumarycznie w 2021 r. konsumpcja ropy wzrosła o 5,5%, ale mimo wzrostu transportu i aktywności przemysłowej w porównaniu z rokiem pandemii popyt na ropę był wciąż niższy niż w 2019 r. (zob. wykres 2). Tym

³ „OPEC+ agree to 2-month, 10 million b/d production cut”, *Oil and Gas Journal*, 9 kwietnia 2020 r., <https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14173829/opec-agree-to-2month-10-million-bd-production-cut> (dostęp: 10.01.2022).

⁴ Za: *BP Statistical Review of World Energy 2021. 70th edition*, BP 2022.

⁵ Ceny dotyczą transakcji *spot*, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=50738> (dostęp: 10.01.2022).

⁶ „Oil posts biggest annual gain since at least 2016”, *Reuters*, 31 grudnia 2021 r., <https://www.reuters.com/markets/commodities/oil-heads-biggest-yearly-gains-since-2009-2021-12-31/> (dostęp: 10.01.2022).



Wykres 2

Światowa konsumpcja ropy w latach 1973–2021 [tys. b/d]

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BP Statistical Review 2021. Dane za 2021 za: https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php (dostęp: 18.01.2022).

samym to ograniczenia mocy produkcyjnych (i te nałożone arbitralnie przez kartel OPEC+, i te wywołane przerwami produkcji z innych powodów) odegrały kluczową rolę w trendach cenowych. Szczególny niepokój wywołały zaburzenia dostaw na rynku amerykańskim jako efekt klęsk żywiołowych. USA nie mogły bowiem pełnić dotychczasowej funkcji stabilizatora rynku naftowego w warunkach ograniczeń nakładanych przez OPEC. Dopiero pod koniec roku zarówno naciski ze strony importerów na producentów, by ci zwiększyli produkcję⁷, jak i bezprecedensowa decyzja Chin z listopada o uwolnieniu rezerw strategicznych (SPR, ang. *strategic petroleum reserves*), a także analogiczne decyzje innych ważnych konsumentów⁸ skutkowały spadkiem światowych cen. Istotną rolę w tym procesie odegrała w końcu odbudowa amerykańskiej produkcji. Charakterystycznym zjawiskiem był także wpływ informacji o pojawiających się kolejnych wariantach COVID (pod koniec roku był to niezwykle szybko rozprzestrzeniający się omikron) na funkcjonowanie rynku naftowego. Wzrost zakażeń skutkował niepewnością co do przyszłego popytu, tak

⁷ W istocie w obliczu bijących kolejne rekordy cen ropy producenci OPEC+, osiągnąwszy cięcia produkcji o 5,75 mln b/d, od sierpnia zaczęli stopniowo ją zwiększać.

⁸ W listopadzie USA ogłosiły uwolnienie do 50 mln baryłek ropy z SPR. W celu obniżenia cen energii w ten sam sposób zareagowały Indie, Korea Południowa, Japonia i Wielka Brytania. IEA szacowała, że łącznie może to oznaczać uwolnienie nawet 70 mln baryłek. Zob. IEA, *Oil Market Report – December 2021*, <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-december-2021> (dostęp: 10.01.2022).

iż najważniejsze agencje analityczne ponownie rewidowały w dół swoje szacunki co do przyszłorocznych trendów⁹.

Rok 2021 z pewnością udowodnił niezwykłą podatność rynku naftowego na zagrożenia związane z katastrofami naturalnymi w regionach produkcji. W USA śnieżyce i rekordowe mrozy skutkowały zaburzeniami dostaw energii, w tym przestojami w rafineriach i przemyśle naftowym. Kilka amerykańskich rafinerii z Zatoki Meksykańskiej – regionu, który odpowiada za ponad połowę mocy rafineryjnych USA (w tym tylko na Teksas przypada 32% amerykańskich mocy produkcyjnych) – wstrzymało produkcję, co skutkowało największymi od lat zaburzeniami dostaw na rynku paliw płynnych¹⁰. W lutym za przerwy w dostawach odpowiadała zatem klęska żywiołowa, która przy okazji dobitnie ukazała, jak bardzo amerykański system energetyczny nie jest przygotowany na ekstremalne zjawiska pogodowe, które wraz z postępującymi zmianami klimatu będą tylko przybierać na sile i częstotliwości. W kolejnym miesiącu zaburzenia dostaw były już efektem zupełnie innego zjawiska – cyberataku przypuszczonego na Colonial Pipeline, tj. największy system rurociągów produktowych w USA, którym ropa płynie do północno-wschodnich stanów¹¹. Atak ten, powodując panikę wśród konsumentów paliw, ale i w samym sektorze, uwydatnił skalę zagrożeń o charakterze cybernetycznym dla sektora energetycznego USA¹². W drugiej połowie roku zaburzenia w produkcji amerykańskiej ropy i pracach rafinerii były skutkiem uderzenia huraganu Ida. Pod koniec sierpnia trzeba było wstrzymać aż 96% produkcji ropy i 94% produkcji gazu w obszarach administracyjnych Zatoki Meksykańskiej¹³. W połowie wrześ-

⁹ Zob. ibidem.

¹⁰ Zgodnie z danymi EIA dostawy ropy do rafinerii spadły o 3,7 mln b/d (czyli 20% amerykańskich mocy rafineryjnych). Większość rafinerii, które zostały wyłączone wskutek katastrofy naturalnej, znajdowała się w Teksasie. Większych zaburzeń amerykańskie rafinerie doświadczyły w ciągu ostatniej dekady tylko w 2017 r. w związku z uderzeniem huraganu Harvey. Zob. EIA, *Cold Weather Led to Refinery Shutdowns in U.S. Gulf Coast Region*, 1 marca 2021 r., <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=46936> (dostęp: 10.01.2022).

¹¹ Przepustowość Colonial Pipeline wynosi 3 mln b/d, a jego długość to 8850 km. Rurociąg łączy rafinerie położone na południu Stanów Zjednoczonych i nad Zatoką Meksykańską ze wschodnim wybrzeżem USA. Transportowane są nim m.in. ropa, benzyna i paliwo lotnicze.

¹² Między 7 i 12 maja zawieszono całkowicie transport Colonial Pipeline i ogłoszono stan wyjątkowy. W analizach cyberataku zwracano uwagę, że był to test dla przestarzałej amerykańskiej infrastruktury rurociągowej, a także i samej administracji w Waszyngtonie, która coraz częściej musi mierzyć się z zagrożeniami cybernetycznymi. Zgodnie z informacjami przekazanymi przez władze za atak odpowiadała grupa przestępcza DarkSide, a przestoje w dostawach ropy przez Colonial Pipeline miały być środkiem prewencyjnym, uniemożliwiającym hakerom dalej idące działania. Zob. <https://ics-cert.kaspersky.com/publications/reports/2021/05/21/darkchronicles-the-consequences-of-the-colonial-pipeline-attack/> (dostęp: 10.01.2022).

¹³ EIA, *Hurricane Ida Disrupted Crude Oil Production and Refining Activity*, 16 września 2021 r., <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49576> (dostęp: 10.01.2022).

nia uderzenie kolejnego huraganu – Nicholas, o znacznie mniejszej sile (huragan kategorii 1, podczas gdy Ida była huraganem kategorii 4) – doprowadziło do przerw w dostawach energii i m.in. zamknięcia dwóch nitek Colonial Pipeline¹⁴. Nie był to pierwszy przypadek wstrzymania produkcji amerykańskiej ropy (a także częściowo produkcji rafinerii) w sezonie huraganów¹⁵. Wszystkie te wydarzenia, wpływając na amerykański rynek naftowy, miały konsekwencje także dla globalnego łańcucha dostaw i ogólnego zmniejszenia poczucia bezpieczeństwa energetycznego.

Na rynku gazu ziemnego (wszystkich trzech głównych rynkach regionalnych – amerykańskim, europejskim i azjatyckim) kilka czynników nałożyło się na równie gwałtowny wzrost cen. Po pierwsze, warunki pogodowe. Mroźny początek roku w Europie i Azji, który z jednej strony spowodował zmniejszenie europejskich zapasów (szerzej omówione poniżej), z drugiej strony skutkowało przekierowaniem znacznych dostaw LNG na rynki azjatyckie (które w przeciwieństwie do państw europejskich nie mają tak rozbudowanych mocy magazynowych, a zatem jedyną możliwością zaspokojenia nieoczekiwanego wzrostu zapotrzebowania jest import). Po drugie, ekstremalnie niskie temperatury i klęski żywiołowe wpływały na ograniczone możliwości zwiększenia podaży. W Ameryce Północnej burza śnieżna Uri i rekordowo niskie temperatury zaburzały produkcję gazu (w samym Teksasie w ciągu pierwszego tygodnia spadła ona o 75%)¹⁶. Równolegle przedłużający się sezon zimowy zwiększał zapotrzebowanie rynku wewnętrznego na gaz. Po trzecie, w niektórych regionach (Azja Północno-Wschodnia, USA, Meksyk) już na początku roku odnotowano zaburzenia łańcuchów dostaw i blackouty, co od razu wywindowało ceny LNG w transakcjach *spot*¹⁷. W związku z zaburzeniami w dostawach prądu w Teksasie w połowie lutego gubernator tego stanu zakazał eksportu gazu, tak by mógł być on wykorzystany do produkcji energii na miejscu¹⁸.

¹⁴ Ibidem.

¹⁵ W sierpniu i październiku 2020 r. odpowiednio huragany Marco i Laura oraz Delta i Zeta siał analogiczne spustoszenie, powodując przerwy w produkcji.

¹⁶ W USA ekstremalnie niskie temperatury skutkowały zamarzaniem odwiertów i przestojami w zakładach przetwarzania gazu. Problem dotknął Teksas, Oklahomę, Kansas, Luizjanę, Arkansas, Alabamę i Missisipi, z których pochodzi ok. 20–25% amerykańskiej produkcji gazu. Zob. U.S. Department of Energy, *Extreme Cold & Winter Weather*, Update #3, 18 lutego 2021 r., URL<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2021/02/f82/TLP-WHITE_DOE%20Situation%20Update_Cold%20%20Winter%20Weather_%233.pdf (dostęp: 10.01.2022).

¹⁷ IEA, *Statement on Recent Developments in Natural Gas and Electricity Markets*, 21 września 2021 r., <https://www.iea.org/news/statement-on-recent-developments-in-natural-gas-and-electricity-market> (dostęp: 10.01.2022).

¹⁸ Zakaz eksportu budził wiele kontrowersji, m.in. natury prawnej. Trwał on jedynie pięć dni, ale zagroził całkowitym zamknięciem gazociągów eksportowych biegnących do Meksyku. W trakcie burzy śnieżnej Meksyk stracił około 142 mln m³ gazu dziennie z Teksasu, co wywołało zaburzenia dostaw elektryczności w 29 stanach meksykańskich. Zob. „Texas gas export

Po czwarte, w wielu regionach susze skutkowały zwiększeniem wykorzystania gazu w miejsce tradycyjnej energetyki opartej na elektrowniach wodnych bądź technologiach wymagających znacznego poboru wody (Brazylia, Turcja, Ameryka Północna)¹⁹. W końcu gazowi giganci wykorzystali obserwowane trendy rynkowe, by jeszcze bardziej wywindować ceny, co najlepiej widoczne było w praktykach Gazpromu na europejskim rynku gazu. Rekordowo wysokie ceny paliwa miały swój efekt w postaci wzrostu cen energii elektrycznej, a także próbach substytuowania gazu węglem, co z kolei skutkowało większymi emisjami gazów cieplarnianych z sektora energetycznego.

Kryzys klimatyczny a efekty szczytu klimatycznego w Glasgow

Szczyt w Glasgow (COP26²⁰) odbywał się w szczególnych warunkach. Z jednej strony kolejny rok z rzędu byliśmy świadkami skutków zmian klimatu w wielu częściach globu, niosących liczne zagrożenia bezpieczeństwa międzynarodowego. Ekstremalne zjawiska pogodowe i klęski żywiołowe odnotowywane były na całym świecie (wiele z nich paraliżowało m.in. funkcjonowanie sektora energetycznego): powodzie w Niemczech i krajach Beneluksu, Kanadzie, Chinach, Indiach, Nepalu, huragany (w tym Ida, który niósł spustoszenie w USA), ekstremalne fale upałów od Japonii przez Irlandię i Wielką Brytanię po Amerykę Północną, susze w Ameryce Północnej (których efektem były m.in. jedne z największych w historii pożarów lasów w Kalifornii), na Syberii (gdzie odnotowywano największą suszę w okresie letnim od 150 lat) czy w regionie Morza Śródziemnego (jej efektem były fale pożarów w Turcji i Grecji) – to tylko niektóre przykłady. Zarówno skala, częstotliwość, jak i poniesione straty (ludzkie i finansowe) potwierdzają

ban remains unresolved: Wright”, 9 listopada 2021 r., <https://www.argusmedia.com/en/news/2272223-texas-gas-export-ban-remains-unresolved-wright> (dostęp: 10.01.2022).

¹⁹ IEA, *Statement on Recent Developments...*, op. cit. Warto zwrócić uwagę na sekwencję wydarzeń, które nakładając się na siebie w czasie, skutkowały tak drastycznym wzrostem cen. Najpierw, jak odnotowuje IEA, w styczniu mroźna zima spowodowała niższą dostępność LNG na rynku Azji Północno-Wschodniej, następnie w lutym huragan Uri uderzył w Amerykę Północną, gdzie już wówczas niskie temperatury wpłynęły na wyższą niż zazwyczaj o tej porze roku konsumpcję gazu, czego skutkiem były zaburzenia dostaw gazu i elektryczności w USA i Meksyku (IEA, *Gas Market Report*, Q4 2021, <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q4-2021>, dostęp: 10.01.2022). W tym czasie Europa opróżniała magazyny gazu, gdyż nie mogła skorzystać ze zwiększonych dostaw LNG. Przypomnijmy, że zostały one przekierowane do Azji. Kolejne miesiące przyniosły inną klęskę żywiołową – suszę, która skutkowałą przerwami w pracy elektrowni wodnych w USA, Turcji, Brazylii. W końcu latem, kiedy normalnie europejskie magazyny gazu są zapełniane, Gazprom zamiast kierować dostawy do europejskich PMG, manipulował nimi, zapełniał własne magazyny, a inne pozostawiając niewystarczająco przygotowane na okres zimowy.

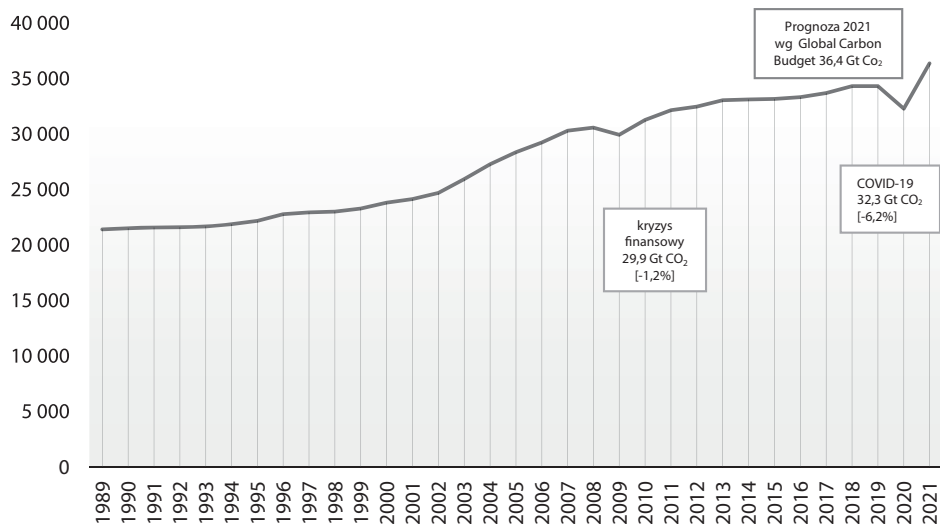
²⁰ COP (ang. Conferences of Parties) to spotkania stron Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC) z 1992 r.

obserwowany w ostatnich dekadach trend wzrostowy²¹. Efekty zmian klimatu są coraz bardziej widoczne, w końcu już żyjemy w świecie, w którym temperatura powierzchni Ziemi wzrosła o 1,1°C w porównaniu z epoką przed-industrialną. Z kolei pandemia COVID-19 ukazała w pełnej wyrazistości to, czego źródła naukowe dowodzą od dawna – jak bardzo wzrost emisji gazów cieplarnianych w atmosferze powiązany jest z procesami przemysłowymi, a zatem działalnością człowieka. Sektor energetyczny i nasza konsumpcja energii, zarówno jej skala, powiązanie ze wzrostem gospodarczym (poziom intensywności energetycznej gospodarek), jak i struktura (oparcie bilansu energetycznego świata na nieodnawialnych i wysokoemisyjnych źródłach kopalnych), odgrywają kluczową rolę w obserwowanej koncentracji gazów cieplarnianych w atmosferze. W roku bezprecedensowego spowolnienia gospodarczego, spadku konsumpcji energii, w tym ropy, w końcu zmiany stylu życia wymuszonej lockdownem, po raz pierwszy globalne emisje CO₂ spadły o 6,2% (w tym w krajach OECD o 11,5%)²². Zarazem odbudowa gospodarcza, pakiety pomocowe i wzrost popytu na energię w kolejnym roku skutkowały powrotem emisji CO₂ do poziomu sprzed pandemii, a zgodnie z dostępnymi na koniec 2021 r. danymi i prognozami Global Carbon Project wzrost ten może być nawet wyższy niż spadek emisji CO₂, będący wynikiem pandemii (zob. wykres 3).

COP26 w Glasgow (31 października – 13 listopada), który ze względu na pandemię odbywał się rok później, niż wstępnie planowano, określany był

²¹ W raporcie Christian Aid pt. *Counting the Cost 2021. A Year of Climate Breakdown* zidentyfikowano 10 najbardziej kosztownych ekstremalnych wydarzeń powiązanych ze zmianami w klimacie 2021 r. i oszacowano, iż każde z nich przyniosło straty powyżej 1,5 mld USD. Największe straty wywołały: huragan Ida, który uderzył w USA w sierpniu (65 mld USD), i powódzie w Europie (Niemcy, Francja, Holandia, Belgia, Luksemburg) z lipca (43 mld USD). Trzecia w kolejności jest śnieżycyca w Teksasie (23 mld USD), która miała tak ogromne konsekwencje dla globalnego rynku ropy i gazu. Zob. K. Kramer, J. Ware, *Counting the Cost 2021 A Year of Climate Breakdown*, Christian Aid, grudzień 2021, <https://www.christianaid.org.uk/sites/default/files/2021-12/Counting%20the%20cost%202021%20-%20A%20year%20of%20climate%20breakdown.pdf> (dostęp: 27.12.2021). Z kolei amerykańskie National Climatic Data Center (NCDC) zgodnie z danymi z października zidentyfikowało 18 ekstremalnych zjawisk pogodowo-klimatycznych, które dotknęły tylko USA, a ich łączny koszt szacuje na ponad 180 mld USD. Dla porównania w latach 1980–2020 średnia roczna tego rodzaju ekstremalnych wydarzeń wynosiła 7,1, a średnia z lat 2016–2020 to już 16,2 wydarzenia. Zob. NOAA National Centers for Environmental Information (NCEI), *U.S. Billion-Dollar Weather and Climate Disasters (2021)*, <https://www.ncdc.noaa.gov/billions/>, DOI: 10.25921/stkw-7w73; D. Nuccitelli, *2021 Was a Remarkable Year for Earth's Climate*, 14 grudnia 2021 r., <https://yaleclimateconnections.org/2021/12/2021-was-a-remarkable-year-for-earths-climate/> (dostęp: 4.01.2022).

²² Charakterystyczne jest, że w Chinach (odpowiadających za 30,7% globalnych emisji), gdzie zaczęła się pandemia i gdzie szybciej zniesiono restrykcje, przystępując do odbudowy, całoroczne emisje CO₂ wzrosły o 0,6% (dla porównania średni wzrost roczny dla Chin z lat 2009–2019 to 2,4%). W USA, odpowiadających za 13,8% globalnych emisji CO₂, spadły one o 11,6%, w UE zaś (7,9% globalnych emisji) spadek wyniósł 13,4%. Dane dot. emisji za: *BP Statistical Review*, op. cit.



Wykres 3

Światowe emisje CO₂ [mln ton CO₂]

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BP za lata 1989–2020 i prognozy Global Carbon Project na rok 2021 (<https://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/21/highlights.htm> (dostęp: 4.01.2022)).

jako najważniejszy szczyt klimatyczny od czasu Paryża (COP21 w 2015 r.)²³. Miał on być szczytem podsumowującym i oceniającym, co udało się osiągnąć od czasu przyjęcia i ratyfikowania porozumienia paryskiego, oczekiwano zatem konkretów i działań (tj. konkretnych mechanizmów, które umożliwią realizację celów porozumienia paryskiego). Przed COP26 dokonano oceny NDC (ang. *Nationally Determined Contributions*), czyli narodowych celów w zakresie redukcji emisji CO₂ i polityk, które mają je realizować²⁴. Wynik oceny był jasny – istnieje ogromna luka między dotychczas zadeklarowanymi NDC a redukcją emisji, która jest niezbędna do realizacji celów porozumienia paryskiego, tj. ograniczenia wzrostu temperatury powierzchni Ziemi do 1,5°C lub znacznie poniżej 2°C w porównaniu z erą przedindustrialną do końca stulecia. Jeśli zadeklarowane przed Glasgow NDC zostałyby w pełni zrealizowane²⁵,

²³ COP odbywają się co roku. Wyjątkowo w 2020 r. ze względu na pandemię COVID-19 spotkanie przesunięto na 2021 r.

²⁴ NDC to przyjmowane przez państwa sygnatariuszy porozumienia paryskiego (efektu COP21 z 2015 r.) krajowe cele i plany redukcji emisji gazów cieplarnianych. Są one dobrowolnie deklarowanymi przez państwa kontrybucjami, które łącznie mają prowadzić do realizacji prawnie wiążącego celu porozumienia paryskiego, tj. utrzymania wzrostu temperatury powierzchni Ziemi na poziomie znacznie poniżej 2°C w porównaniu z poziomem sprzed epoki przemysłowej i kontynuowania wysiłków na rzecz ograniczenia tego wzrostu do poziomu 1,5°C.

²⁵ Kilka państw nie wywiązało się w ogóle z określenia NDC. Inne państwa przedłożyły NDC, ale jednocześnie ocena polityk i metodologii obliczeń zakładanych redukcji emisji

to świat czeka w tym okresie wzrost temperatury o 2,4°C. Ograniczenie wzrostu do 1,5°C oznacza, że do 2030 r. konieczne są znacznie większe redukcje. Według szacunków Climate Action Tracker luka emisyjna w 2030 r. (tj. luka między zadeklarowanymi obecnie NDC a redukcjami, które są konieczne, aby zrealizować cel 1,5°C) wyniesie od 13 do 23 GtCO₂e²⁶.

W przyjętym w Glasgow pakcie klimatycznym (dalej: Pakt) czytamy, że strony COP „wyrażają ogromne zaniepokojenie faktem, iż działalność człowieka spowodowała dotychczas globalne ocieplenie o około 1,1°C, czego skutki są już odczuwalne w każdym regionie [...], i podkreślają pilną potrzebę zwiększenia ambicji i działań w odniesieniu do łagodzenia, adaptacji i finansowania zmian klimatu w tej krytycznej dekadzie, aby wyeliminować luki między obecnymi wysiłkami i ścieżkami w dążeniu do ostatecznego celu Konwencji i jej długoterminowego celu globalnego”²⁷. Co zatem wynika z ustaleń przyjętego w Glasgow paktu klimatycznego?

budzi liczne kontrowersje. Przykładem są eksporterzy paliw kopalnych, Arabia Saudyjska, Rosja czy Australia, którzy w poczet redukcji emisji planują chociażby zaliczyć lasy w sposób wskazujący zdecydowanie bardziej na próby manipulacji danymi aniżeli podejmowania realnych działań. Nie zamierzają natomiast zmniejszać eksploatacji paliw kopalnych ani redukować emisji powstających przy eksporcie. Rosja wskazuje, że jej lasy są w stanie zrównoważyć około 38% krajowych emisji, ale rosyjskie programy kompensacji emisji dwutlenku węgla spotykają się z szeroką krytyką naukową. Wielka Brytania porównała proponowane przez Rosję mechanizmy kompensacji do „przesuwania leżaków, gdy Titanic tonie”. Zob. D. Khrennikova, L.M. Lombrana, I. Arkhipov, „Russia wants to use a forest bigger than India to offset carbon”, 23 marca 2021 r., <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-03-23/russia-wants-to-use-a-forest-bigger-than-india-to-offset-carbon> (dostęp: 4.01.2022). Silnie krytykowana przez analityków jest także Australia, której rząd zaktualizował NDC przed COP26, ale *de facto* nie planuje zmian w polityce w zakresie paliw kopalnych. W tym przypadku 35% cięć w emisjach przed 2030 r. ma być udziałem rolnictwa lub wyborów konsumenckich, tj. opierać się na zasadach (cytat): *technology not taxes, choices not mandates*. Krytycy określają to podejście jako *magical thinking*. Zob. D. Cave, „Australia pledges ‘net zero’ emissions by 2050. Its plan makes that hard to believe”, *The New York Times*, 26 października 2021 r., <https://www.nytimes.com/2021/10/26/world/australia/net-zero-delay.html> (dostęp: 4.01.2022). Jest to tym bardziej zaskakujące podejście, że kraj ten znajduje się na pierwszej linii frontu, jeśli chodzi o konsekwencje globalnego ocieplenia.

²⁶ Luka, która kształtuje się między realizowanymi obecnie politykami a celem paryskim, jest jeszcze większa. Co istotne, te szacunki dotyczą już podwyższonych przez niektóre państwa zobowiązań w ramach NDC, tj. z listopada 2021 r. Zob. <https://climateactiontracker.org/publications/glasgows-2030-credibility-gap-net-zeros-lip-service-to-climate-action/> (dostęp: 4.01.2022). Analitycy Chatham House szacują, że jeśli chcemy zrealizować cel 1,5°C, potrzebujemy osiągnąć redukcję emisji odpowiadającą dwóm latom obecnych całkowitych rocznych emisji CO₂ (>125 GtCO₂e), a zatrzymanie globalnego ocieplenia na poziomie wzrostu o 2°C wymaga redukcji odpowiadającej rocznym emisjom CO₂ (>58 GtCO₂e). Zob. A.A. Åberg, T.G. Benton, A. Froggatt, A. Giritharan, N. Jeffs, D. Quiggin, R. Townend, *COP26: What Does This Mean, and What Happens Next?*, Chatham House Summary Analysis Environment and Society Programme, listopad 2021, s. 3.

²⁷ Pkt 3 i 4 Glasgow Climate Pact, Decision -/CP.26, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cop26_auv_2f_cover_decision.pdf (dostęp: 4.01.2022).

Negocjacje skupiły się na czterech sferach: łagodzenie globalnego ocieplenia – czyli redukcja emisji gazów cieplarnianych i zapewnienie osiągnięcia neutralności klimatycznej; adaptacja – pomoc dla najbardziej dotkniętych zmianami klimatu; finansowanie – pomoc państwom w realizacji celów klimatycznych; współpraca międzynarodowa – w tym doprecyzowanie zasad handlu emisjami. W kluczowej dziedzinie – przeciwdziałania globalnemu ociepleniu i łagodzenia jego skutków – przywódcy 120 państw (nie było wśród nich prezydentów Rosji i Chin) i kraje reprezentowane przez niższych rangą delegatów (w COP uczestniczy 197 państw) potwierdzili długoterminowy cel powstrzymania wzrostu średniej temperatury powierzchni Ziemi do poziomu znacznie poniżej 2°C i dążenie do ograniczenia tego wzrostu do 1,5°C w stosunku do poziomu sprzed epoki przemysłowej. Zgodnie z ustaleniami naukowymi, w tym wnioskami płynącymi z najbardziej zaawansowanych modeli klimatycznych, zdecydowanie mniejsze będą implikacje dla bezpieczeństwa międzynarodowego (w każdym możliwym jego wymiarze) zmian zachodzących w ziemskim systemie klimatycznym pod wpływem globalnego ocieplenia o 1,5°C, gdyby miało ono wynieść 2°C. Również zatem w Glasgow uznano, że najbliższe lata będą decydujące w ograniczaniu globalnego ocieplenia, a do realizacji celu 1,5°C niezbędne jest zredukowanie emisji CO₂ o 45% do 2030 r. w porównaniu z poziomem emisji z roku 2010, a następnie osiągnięcie zerowych emisji netto (tzw. neutralność klimatyczna) przed 2050 r.²⁸ W Pakcie pojawia się wezwanie państw do rozważenia dalszych cięć emisji gazów cieplarnianych (w tym metanu) i przyspieszenia rozwoju odpowiednich technologii i polityk, które umożliwią transformację systemu energetycznego (w tym rozwój OZE i poprawę efektywności energetycznej). Te państwa, które nie przedłożyły celów neutralności klimatycznej do połowy stulecia, wezwano w Glasgow do działań i powiązania tego długoterminowego celu z krótkoterminowymi celami redukcji emisji CO₂. Do końca 2022 r. 74 państwa odpowiedzialne za 73,8% globalnych emisji gazów cieplarnianych zadeklarowały cel neutralności klimatycznej²⁹. W Glasgow premier Indii Narendra Modi oświadczył, że jego kraj (odpowiedzialny za 7% światowych emisji CO₂, a zatem plasujący się na czwartym miejscu pod tym względem po Chinach, USA i UE) stanie się neutralny klimatycznie do 2070 r.³⁰ Deklaracja ta jest ważna, choć termin odległy. Wcześniej Chiny zadeklarowały cel zeroemisyjności do 2060 r., podczas gdy USA i UE zamierzają go osiągnąć przed upływem połowy tego stulecia.

Zgodnie z ustaleniami z Glasgow nowe cele NDC na 2030 r. mają zostać zaktualizowane i przedstawione w 2022 r. Należy jednak pamiętać, że wiele krajów

²⁸ Pkt 17 Paktu, ibidem.

²⁹ Tylko 13 z nich wprowadziło ten cel do obowiązującego prawa. W 35 ma on charakter celu w dokumentach strategicznych/politycznych, natomiast 26 państw zakomunikowało ów cel w postaci deklaracji, <https://www.climatewatchdata.org/net-zero-tracker> (dostęp: 4.01.2022).

³⁰ <https://www.bbc.com/news/world-asia-india-59125143> (dostęp: 4.01.2022).

wyznacza cele NDC, ale już obecnie jest jasne, iż proponowane narzędzia ich realizacji są nieodpowiednie. Niektóre państwa celowo wydają się manipulować chociażby metodologią obliczania redukcji emisji CO₂, inne nie adaptowały jeszcze odpowiedniej polityki mimo zwiększenia ambicji. Istnieje także grupa państw, która może nie zwiększyć swoich ambicji w zakresie redukcji CO₂ i innych celów sektorowych, hamując cały proces³¹. W końcu cele NDC mogą po prostu zostać niezrealizowane chociażby z powodów natury ekonomicznej. Z uwagi na te wszystkie czynniki kluczową rolę będzie odgrywać realna ocena nie tylko celów NDC, lecz także przedsięwziętych przez sygnatariuszy działań i polityk. W tym kontekście ważnym osiągnięciem COP26 jest sfinalizowanie tzw. zasad paryskich i katowickich³², w tym w szczególności uzgodnienie wspólnego, wystandaryzowanego systemu sprawozdań dotyczących emisji gazów cieplarnianych, a zatem podstawowego narzędzia do oceny realizacji celów NDC (do tej pory było to blokowane m.in. przez Chiny), a także ustalenie zasad handlu redukcjami emisji. Zasady te mają zwiększyć transparentność podejmowanych działań i zminimalizować możliwości manipulowania obliczeniami redukcji emisji, choć, co należy podkreślić, system nie został na tyle uszczelniony, by zupełnie wyeliminować oszustwa³³.

Ze względu na wszystkie te słabości szczególnie ważne jest wprowadzenie dodatkowych narzędzi, które będą mobilizowały państwa do bardziej ambitnej polityki klimatycznej (zwłaszcza proponowane przez UE porozumienie w sprawie cel od śladu węglowego, tj. CBAM), bądź – jak w przypadku krajów rozwijających się – takich, które stworzą większe możliwości finansowe (fundusz dla krajów rozwijających się zasilany przez państwa wysoko rozwinięte). W Glasgow przyznano, że dotychczasowa pomoc finansowa udzielana państwom rozwijającym się jest niewystarczająca, a ponadto nie realizują one celu przekazywania państwom rozwijającym się 100 mld USD rocznie na cele klimatyczne³⁴. Państwa rozwijające się domagały się nie

³¹ W listopadzie 124 państwa (123 państwa + UE) przedstawiły swoje nowe cele NDC. W ocenie Climate Action Tracker 34 szczegółowo przeanalizowanych państw uznano, że 12 z nich nie zwiększyło ambicji, były to: Australia, Brazylia, Etiopia, Indonezja, Meksyk, Filipiny, Rosja, Singapur, Szwajcaria, Tajlandia, Gambia, Wietnam. Za: <https://climateaction-tracker.org/climate-target-update-tracker/> (dostęp: 4.01.2022).

³² Zasady paryskie były doprecyzowane w tzw. Katowice Rulebook. Glasgow poszło zatem jeszcze dalej, domykając przede wszystkim kwestie handlu emisjami.

³³ W odniesieniu do różnych form oszustw ważnym rozwiązaniem wydaje się powołanie grupy roboczej, która ma zajmować się tzw. greenwashingiem, czyli weryfikowaniem, czy korporacje nie stwarzają fałszywego wrażenia, jakoby ich produkty były bardziej przyjazne dla środowiska, oraz jak dalece ich działania prowadzą do faktycznego zmniejszania emisji.

³⁴ Zgodnie z deklaracją przyjętą w Kopenhadze w 2009 r. państwa rozwinięte miały przekazywać 100 mld USD/rok na cele klimatyczne państwom rozwijającym się. Szacuje się, że w 2021 r. kwota przekazywana krajom rozwijającym się w ramach tego funduszu celowego wynosiła 88 mld USD. Zob. A.A. Åberg et al., op. cit., s. 6; UK Presidency, COP the Glasgow Climate Pact, op. cit., s. 22.

tylko realizacji tego zobowiązania, lecz także zwiększenia kwoty i rozdzielania funduszu na politykę klimatyczną (mitygację) i adaptację. Za sprawą tej grupy państw, w tym państw szczególnie narażonych, kwestie finansowania adaptacji, a także systemu rekompensowania nieodwracalnych strat i szkód powstałych w wyniku zmian klimatu (ang. *loss and damage*) znalazły się w centrum uwagi. W Pakcie wezwano państwa rozwinięte do zwiększenia pomocy finansowej i transferu technologii, odnotowując pogarszającą się sytuację państw rozwijających się w związku z postępującymi zmianami klimatu, a także pandemią. W ramach działań solidarnościowych przekazywanie 100 mld USD rocznie ma zostać osiągnięte do 2025 r., podniesiono też fundusze na adaptację (m.in. w ramach Funduszu Adaptacyjnego – 365 mln USD i Funduszu Krajów Najmniej Rozwiniętych – 413 mln USD). USA zablokowały jednak fundusz, który miałby rekompensować straty i szkody, a w jego miejsce wprowadzono zapisy o wymianie *know-how* i pomocy technologicznej oraz ustanowieniu Dialogu Glasgow w celu ustalenia możliwych form pomocy w tym zakresie³⁵.

W toku negocjacji jedną z najbardziej kontrowersyjnych kwestii było zadeklarowanie przez strony COP „odejścia od węgla” (ang. *phase out*). Wobec sprzeciwu takich państw jak Indie, Chiny, Rosja, Australia w ostatecznym dokumencie zamiast sformułowania *phase out* pojawiło się *phase down*, a zatem zobowiązanie do zmniejszania udziału węgla, i *phase out*, czyli wycofania się z nieefektywnych subsydiów dla paliw kopalnych (pkt 20 Paktu). Także USA uznały, że jest to lepsze rozwiązanie, tłumacząc swoje stanowisko wewnętrznymi ograniczeniami o charakterze konstytucyjnym³⁶. Należy jednak podkreślić, że jest to pierwsze porozumienie przyjęte przez COP, w którym pojawia się tego rodzaju odniesienie do węgla i paliw kopalnych. Spotkanie w Glasgow stało się historyczne także ze względu na liczbę deklaracji sektorowych oraz amerykańsko-chińską deklarację o współpracy w zakresie ambitnej polityki klimatycznej³⁷. Ta ostatnia ma na pewno symboliczny charakter, zwłaszcza że została ogłoszona w warunkach (i pomimo) politycznych i ekonomicznych napięć w stosunkach

³⁵ Zob. A.A. Åberg et al., op. cit., s. 9.

³⁶ USA nie podpisały się także pod deklaracją dotyczącą wycofania z energetyki węglowej. W wywiadzie dla Euractiv John Kerry tłumaczył, że nie uczyniły tego z powodów czysto konstytucyjnych, a nie dlatego że są jej przeciwnie, jak twierdzi Kerry, jest wręcz odwrotnie: nowa administracja realizuje *de facto* politykę zamykania elektrowni węglowych (cyt. oryg.: „The “phase out” language was one that we couldn’t agree to because of our constitutional capacity. We are already phasing out coal, but we can’t give an instruction under our constitution to the states to make that happen, this is just not constitutional”). <https://www.euractiv.com/section/emissions-trading-scheme/interview/john-kerry-carbon-border-tariffs-are-a-legitimate-idea-to-have-on-the-table/> (dostęp: 4.01.2022).

³⁷ Efektem deklaracji ma być m.in. powołanie wspólnej grupy roboczej ds. wzmocnienia działań na rzecz klimatu i przyspieszenie procesu negocjacji klimatycznych.

chińsko-amerykańskich. Pojawiła się ona nieoczekiwanie tuż przed końcem negocjacji, co miało dać mobilizujący sygnał dla innych uczestników COP26. Spośród deklaracji sektorowych kilka zasługuje na odnotowanie. Po pierwsze, emisje metanu. Do inicjatywy UE i USA dotyczącej redukcji emisji metanu o 30% do 2030 r. przystąpiło ponad 100 państw³⁸. Po drugie, węglowy *phase out*. Mimo że w samym Pakcie zrezygnowano z tego celu, pod deklaracją sektorową zapowiadającą odejście od węgla podpisało się 65 państw, w tym Polska (polski rząd zastrzegł, że nastąpi to w latach 40.)³⁹. Polska podpisała się także pod kilkoma innymi deklaracjami sektorowymi, w tym bardzo ważnym dokumentem dotyczącym zatrzymania i odwrócenia procesu wylesiania (podpisanym przez 137 państw), rozwoju samochodów elektrycznych i współpracy na rzecz osiągnięcia zerowych emisji nowych samochodów osobowych i lekkich samochodów dostawczych do 2040 r. na świecie i do 2035 r. na wiodących rynkach⁴⁰, w końcu deklaracją sprawiedliwej transformacji. I choć są to jedynie deklaracje, a nie prawnomiędzynarodowe zobowiązania, to i tak oznaczają pewien postęp w skali bogatej historii porażek kolejnych polskich rządów w sferze polityki klimatycznej. Podobnie jak w przypadku innych państw kluczowe będzie nie tyle deklarowanie chęci zmian, ile ich realne przeprowadzanie.

Zawirowania na europejskim rynku gazu – manipulacje Gazpromu jako element wojny hybrydowej?

O ile ceny surowców, w tym gazu, rosły na całym świecie, o tyle w Europie wzrost cen był szczególnie dotkliwy, a i sama kumulacja niekorzystnych zjawisk podażyowo-popytowych prowadziła do poważnych niepokojów

³⁸ W tym sześciu z dziesięciu największych emitentów tego gazu cieplarnianego: USA, Brazylia, UE, Indonezja, Pakistan, Argentyna. Oznacza to grupę państw odpowiadającą za 46% globalnych emisji metanu. Zob. COP26. The Glasgow Climate Pact, <https://ukcop26.org/wp-content/uploads/2021/11/COP26-Presidency-Outcomes-The-Climate-Pact.pdf>, s. 15 (dostęp: 4.01.2022).

³⁹ Z 65. państw, które zadeklarowały wycofanie się z węgla, 48 jest członkami PPCA (ang. the Powering Past Coal Alliance). 34 państwa i 5 instytucji finansowych zobowiązało się też do zakończenia finansowania sektora paliw kopalnych (ang. *unabated fossil fuel*) do końca 2022 r., <https://ukcop26.org/wp-content/uploads/2021/11/COP26-Presidency-Outcomes-The-Climate-Pact.pdf> (dostęp: 4.01.2022).

⁴⁰ Około 150 podmiotów (rządy, samorządy, producenci samochodów, operatorzy, inwestorzy, instytucje finansowe) podpisało deklarację w sprawie przyspieszenia odejścia od pojazdów spalinowych (ang. *The COP26 Declaration on Accelerating the Transition to 100% Zero Emission Cars and Vans*). Tego typu samochody osobowe i dostawcze miałyby zostać wycofane ze sprzedaży w 2035 r. w wybranych krajach rozwiniętych i w 2040 r. w innych częściach świata. Porozumienia nie podpisały m.in. USA, Chiny, Japonia, Francja i Niemcy. Podpisała je za to Polska. Zobowiązanie ma wejść w życie od 2035 r., ale w związku z brakiem deklaracji ze strony czołowych producentów samochodów jego szacowany wpływ na wysokość emisji w 2030 r. jest jednak niewielki.

o bezpieczeństwo dostaw. Przez rok ceny gazu na rynku europejskim wzrosły o ponad 500%, bijąc kolejne historyczne rekordy. Wynikało to nie tylko ze scharakteryzowanych wcześniej globalnych trendów i zjawisk, lecz także z charakterystycznych dla rynku europejskiego ograniczeń po stronie podaży, związanej ze specyficzną strukturą dostaw opartą na dominacji rosyjskiego dostawcy, który w umiejętny sposób potrafi manipulować dostawami, zwłaszcza w tak napiętych warunkach rynkowych. Tym samym oprócz niepokoju o ekonomiczną dostępność surowca dla europejskich gospodarstw domowych i przemysłu w krajach europejskich pojawiły się także obawy o ograniczenie fizycznych dostaw, a zatem braki gazu w sezonie zimowym.

Gaz jest traktowany jako paliwo przejściowe w procesie transformacji energetycznej UE, stąd też jego rola w zaspokajaniu potrzeb energetycznych Europy sukcesywnie rośnie. W 2020 r. stanowił on 25% źródeł konsumowanej w państwach UE energii pierwotnej (zob. wykres 1). W roku pandemii COVID-19 jego konsumpcja w UE wyniosła 380 mld m³, co oznaczało spadek o 3,1% w porównaniu z rokiem sprzed pandemii (podobnie zresztą i inne nieodnawialne nośniki energii odnotowywały spadki⁴¹). Zarazem aż 89,7% konsumowanego w UE gazu pochodziło z importu. Dla porównania na początku XX w. zależność od importu gazu wynosiła 65,7%⁴². Najważniejszym dostawcą gazu na rynek unijny jest Rosja, na którą przypada 41,3% eksportu. Drugim najważniejszym dostawcą jest Norwegia z wynoszącym 16% udziałem w rynku UE. Dla porównania udział Kataru, który jest głównym dostawcą LNG, to zaledwie 5,4%⁴³. Spadek wewnętrznych możliwości produkcyjnych i wzrost zależności importowych oznacza, że w ciągu ostatnich dwóch dekad znacząco wzrosła podatność gospodarek państw UE zarówno na zaburzenia dostaw gazu na rynkach zewnętrznych, jak i fluktuacje cen tego surowca. W takiej sytuacji metodą na zwiększenie bezpieczeństwa jest zwłaszcza: rozbudowa infrastruktury importowej, w tym zwiększenie dostępu do rynku LNG, by zdywersyfikować źródła importu; zwiększenie liczby i przepustowości interkonektorów gazowych między państwami UE, by możliwe było reagowanie rynkowe i/lub solidarnościowe w warunkach zaburzeń dostaw; w końcu rozbudowa zdolności magazynowych. Tworzeniu tych instrumentów i mechanizmów służyły działania UE na rzecz wzmocnienia regulacji z zakresu wewnętrznego rynku gazu i ich dostosowania do zmieniających się uwarunkowań rynkowych

⁴¹ Zob. *Rocznik Strategiczny 2020/21*.

⁴² Dane Eurostatu dotyczące zależności importowej za rok 2019 i 2000: European Commission, *EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2021*, Publications Office of the European Union, Luxembourg 2021, s. 24. Dane dotyczące konsumpcji za rok 2020: *BP Statistical Review of World Energy 2021*, op. cit.

⁴³ Dane za rok 2019, za: European Commission, *EU Energy in Figures...*, op. cit., s. 26.

(m.in. związanych z ekspansją Gazpromu, budową NS2 czy różnymi standardami bezpieczeństwa dostaw gazu w krajach członkowskich UE).

Z początkiem 2021 r. stało się jasne, że wyjątkowo zimne miesiące (styczeń–kwiecień) utrudnią utrzymanie mocy magazynowych na poziomie dającym bezpieczeństwo. Zgodnie z danymi Gas Infrastructure Europe w połowie kwietnia PMG (podziemne magazyny gazu) w UE (wraz z Wielką Brytanią) wypełnione były w 30%⁴⁴. Dla porównania w 2020 r. w tym samym miesiącu poziom ten wynosił 61%, a średnia z pięciu ostatnich lat to 40%⁴⁵. Co gorsza, zapasy wzrosły tylko do poziomu 33% w połowie maja, co oznaczało najniższy poziom rezerw od 10 lat⁴⁶. Do października PMG były wypełnione w 75%, w analogicznym okresie w 2020 i 2019 r. poziom zapelnienia magazynów wynosił odpowiednio 95% i 97%⁴⁷. Wskaźniki te oznaczały, że część państw europejskich nie jest wystarczająco przygotowana na sezon grzewczy i ewentualne zakłócenia w zewnętrznych dostawach gazu w warunkach mroźnej zimy mogłyby się przerodzić w poważne zagrożenie ich bezpieczeństwa energetycznego. Dodatkowo już na początku października (a zatem wcześniej niż zazwyczaj) część państw zaczęła zużywać gaz z PMG. Najbardziej niepokojące były jednak działania Rosji/Gazpromu – głównego dostawcy na rynek UE. Latem rosyjski koncern ograniczył dostawy do części europejskich magazynów i odmówił ich zwiększenia. Rezultat widoczny był natychmiast na giełdach, gdzie ceny gazu przekroczyły najpierw psychologiczną barierę 500 USD/1000 m³, by jesienią osiągnąć rekordową wysokość ponad 1000 USD/1000 m³. 6 października według indeksu TTF cena gazu na dostawy w listopadzie sięgnęła historycznie rekordowego poziomu 1937 USD/1000 m³(!), czyli 161,5 euro/1 MWh⁴⁸. Dla porównania w 2019 r. analogiczne kontrakty terminowe TTF wyceniane były na poziomie 17–20 euro/MWh⁴⁹. Szok cenowy skutkował wzrostem niepokojów i obaw o bezpieczeństwo energetyczne zimą, zwłaszcza w kontekście możliwych manipulacji Rosji na rynku gazowym.

Nie ulega wątpliwości, że w Europie to Rosja właśnie stała się największym beneficjentem szalejących cen gazu. Jednocześnie prowadzi ona działania

⁴⁴ Gas Infrastructure Europe, <https://agsi.gie.eu/#/historical/eu> (dostęp: 27.12.2021).

⁴⁵ Q2 2021 TTF commentary, 22 May 2021.

⁴⁶ Ibidem.

⁴⁷ Zgodnie z tymi danymi na koniec września 2021 r. największymi rezerwami gazu dysponowały: Włochy (17,6 mld m³), Niemcy (16,5 mld m³), Francja (12,4 mld m³). Polska w tym czasie zgromadziła 3,5 mld m³ rezerw gazu i przez cały rok utrzymywała wysoki poziom zapelnienia magazynów, na początku października wynosił on 96%. W najgorszej sytuacji pod względem zapelnienia magazynów znajdowały się w tym okresie Holandia (58%), Austria (53%), Portugalia (49%). Dane: Gas Infrastructure Europe, op. cit.

⁴⁸ W tym czasie indeks TTF dla dostaw *spot* sięgał 115 euro/MWh.

⁴⁹ Dane: Q3 2020 TTF Commentary, 17 września 2020 r., <http://3%2020%20commentary%2017Sep20.pdf> (dostęp: 18.12.2021).

o charakterze wojny hybrydowej w odniesieniu do państw bliskiej zagranicy, a i w coraz większym stopniu także państw UE. Kryzys migracyjny na granicy polsko-białoruskiej i litewsko-białoruskiej, autorstwa tandemu rosyjsko-białoruskiego, mający na celu destabilizację UE i zarazem wschodniej flanki NATO, jest jednym z przykładów tego rodzaju działań. Sektor energetyczny i ściśle powiązania rynku gazowego UE z rosyjskim dostawcą stwarzają jeszcze większy potencjał wywoływania sytuacji kryzysowych, które mogą zagrażać bezpieczeństwu UE. W toku kryzysu migracyjnego białoruski reżim straszył odcięciem dostaw rosyjskiego gazu tranzytowanego przez terytorium Białorusi. Choć sama Rosja oficjalnie odcinała się od tych gróźb, to w 2021 r. pojawiały się problemy z dostawami gazociągiem Jamał-Europa (obniżanie ilości przesyłanego tą trasą gazu w kierunku zachodnim, a nawet przerwy). Równocześnie Gazprom nie dokonywał rezerwacji dodatkowych przepustowości gazociągu jamalskiego, podobnie zresztą jak tras biegnących przez Ukrainę. Nawet jeśli zatem wywiązywał się z kontraktów gazowych⁵⁰, to z całą pewnością równocześnie nie ułatwiał zadania swoim europejskim partnerom w tak trudnych warunkach rynkowych. Innymi słowy, Rosja doskonale wykorzystywała niepokoje rynkowe, gwałtowny wzrost cen i zwiększone zapotrzebowanie na gaz, aby realizować swoje interesy ekonomiczne, a także polityczne.

Koncentracja rosyjskich wojsk na pograniczu rosyjsko-ukraińskim, która wywoływała uzasadnione obawy przed możliwą inwazją, zbiegła się w czasie z kończeniem kluczowego, strategicznego projektu rosyjskiego Nord Stream 2 (NS2) i działaniami dyplomacji rosyjskiej na rzecz jego uruchomienia. NS2 stanie się nie tylko narzędziem utrwalania dominującej rosyjskiej pozycji eksportowej na unijnym rynku gazu (a zatem pokaznym źródłem dochodów budżetu federalnego), ale przede wszystkim narzędziem geopolitycznych manipulacji i tym samym kolejnym instrumentem wojny hybrydowej. Przez cały 2021 r. Rosja grała na wyżkę cen

⁵⁰ Jesienią agencje informacyjne Reuters, PAP i Ria Nowosti, powołując się na dane Gascade (niemieckiego operatora gazociągów), kilkakrotnie informowały o spadkach, a nawet przerwach w dostawach rosyjskiego gazu gazociągiem Jamał-Europa. Pod koniec października Gascade podawał, że dostawy gazociągiem jamalskim zostały wstrzymane. Gazprom każdorazowo oświadczał, iż „wymagania europejskich odbiorców gazu są realizowane”. Europejskie koncerny potwierdzały, że faktycznie tak było, jednak odnotowywano spadek dostaw wszystkimi trzema głównymi trasami eksportowymi. Zgodnie z danymi Refinitiv Eikon, przytaczanymi przez Reuters, w ciągu pierwszych 10 miesięcy 2021 r. Rosja dostarczyła 31,806 GWh gazu dziennie, czyli mniej niż w analogicznym okresie 2020 r. (33,466 GWh/d). Zob. <https://www.reuters.com/business/energy/why-russian-exports-hold-sway-over-european-british-gas-prices-2021-11-03/>; <https://www.reuters.com/business/energy/russian-westbound-gas-flow-via-yamal-europe-pipeline-stops-data-shows-2021-10-30/>; <https://www.reuters.com/business/energy/russian-gas-supply-via-yamal-europe-pipeline-fall-by-more-than-half-tues-2021-09-28/>; <https://www.reuters.com/business/energy/gas-flows-still-hold-via-russias-pipeline-poland-germany-2021-11-04/> (dostęp: 18.12.2021).

gazu. Temu celowi służyło zmniejszanie dostaw przez istniejące gazociągi, odmowa uzupełniania nierosyjskich magazynów⁵¹ czy zapowiedzi niezwiększania dostaw w kolejnym roku. Naturalnie zadanie było ułatwione w związku z nałożeniem się licznych czynników o charakterze globalnym (problemy ze zwiększaniem dostaw LNG, rosnący popyt w Azji i Europie, niskie temperatury w pierwszym kwartale roku i inne wcześniej już wskazywane przyczyny). Manipulowanie dostawami do europejskich magazynów czy nierezzerwowanie dodatkowych mocy przesyłowych istniejących tras eksportowych ma wywołać przekonanie, że jak najszybsze uruchomienie NS2 jest niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do UE. Jest to też zarazem forma presji na UE i Niemcy w związku z przedłużającą się procedurą uruchomienia nowej nitki NS. W sierpniu niemiecki sąd wyższy w Düsseldorfie wydał orzeczenie, zgodnie z którym NS2 będzie podlegał regulacjom unijnym w zakresie unboundlingu i TPA (ang. *third party access*), co oznacza, że moce gazociągu będą musiały być rezerwowane w trybie aukcyjnym⁵². W konsekwencji tego orzeczenia we wrześniu KE poinformowała, iż do uruchomienia NS2 niezbędne jest sporządzenie przez NS AG wniosku do niemieckiego regulatora (BNetzA) o certyfikację gazociągu, który następnie musi zostać zaopiniowany przez KE. Procedura ta wynika ze znowelizowanej dyrektywy gazowej. Cały proces certyfikacyjny oznaczał przesunięcie terminu uruchomienia gazociągu. Plany NS AG dodatkowo pokrzyżowała decyzja niemieckiej Agencji ds. Sieci o wstrzymaniu certyfikacji do momentu utworzenia przez konsorcjum niemieckiej spółki zależnej⁵³. Niezależnie od tego, kiedy zostanie uruchomiony NS2, jest jasne, że istniejący system magistrali eksportowych dysponuje odpowiednią przepustowością, aby zaspokoić rosnące zapotrzebowanie UE. Tym samym stanie się on jednym z kluczowych instrumentów rosyjskich nacisków na państwa będące dotychczasowymi najważniejszymi szlakami tranzytowymi. Głównym rosyjskim użytkownikiem gazociągu ma być Gazprom, ale toczące się w samej Rosji rzekomo „trudne negocjacje” Rosniefti z Kremlem w sprawie złamania monopolu Gazpromu na eksport gazociągowy do Europy

⁵¹ Dopiero w listopadzie Gazprom miał zacząć uzupełnianie PMG (zgodnie z oficjalnym poleceniem prezydenta Putina), ale równocześnie rosyjski koncern zapowiedział wstrzymanie sprzedaży gazu w transakcjach *spot*.

⁵² W 2020 r. konsorcjum NS2 AG zaskarżyło decyzję niemieckiego regulatora Bundesnetzagentur (BNetzA) o nieprzyznaniu NS2 derogacji, czyli możliwości niestosowania wobec tego gazociągu części unijnego prawa z zakresu trzeciego pakietu liberalizacyjnego. Zgodnie z prawem UE derogacja na 20 lat może zostać przyznana gazociągom ukończonym przed majem 2019 r.

⁵³ W listopadzie Agencja ds. Sieci zawiesiła proces certyfikacji; aby NS2 AG (z siedzibą w Szwajcarii) mógł działać zgodnie z prawem niemieckim, musi założyć niemiecką spółkę zależną (operatora sieci).

mogą się okazać kolejnym sprytnym zagranieniem strony rosyjskiej. W przyszłości w ramach przetargu TPA Rosneft' mogłaby uzyskać dostęp do NS2 i tym samym fikcyjnie stworzone zostanie wrażenie, że oto mamy dwóch różnych dostawców do UE. Praktycznie będzie to wciąż rosyjski dostawca, czy to w formie jednego, czy dwóch państwowych koncernów. W grudniu po raz pierwszy udzielona została zgoda na „eksperymentalną” współpracę Gazpromu i Rosnefti w zakresie eksportu gazu do Europy. Wstępnie Rosneft' ma mieć możliwość eksportu 10 mld m³ rocznie⁵⁴.

Oprócz sfery regulacyjnej dodatkowym czynnikiem utrudniającym dokończenie inwestycji NS2 była amerykańska polityka i sankcje nałożone na koncerny zaangażowane w realizację projektu. W lipcu jednak USA porozumiały się z Niemcami, co skutkowało decyzją o zawieszeniu sankcji i niemiecką obietnicą inwestycji w Ukrainie⁵⁵. Nowy niemiecki rząd zapowiadał jednocześnie, że wrogie działania Rosji względem Ukrainy skutkować będą sankcjami. Rosyjska polityka względem Ukrainy, w tym w szczególności koncentracja wojsk przy granicy, nie pozwala jednak spokojnie przyglądać się uruchamianiu kolejnego narzędzia rosyjskich wpływów i manipulacji na rynku gazowym. W grudniu zapowiedziano głosowanie kolejnych sankcji w amerykańskim Senacie wymierzonych w rosyjski gazociąg⁵⁶, którym jednak jasno sprzeciwiają się Niemcy⁵⁷. Według danych podawanych przez *Forbes* amerykańskie sankcje przyniosły Gazpromowi straty rzędu 921 mln USD w ciągu roku i zarazem przyczyniły się do jego spadku w globalnym rankingu największych światowych koncernów (z 53 na 99 miejsce)⁵⁸.

*

Kryzys gazowy jest kolejnym sprawdzianem dla zdolności UE do podejmowania wspólnotowych działań na rzecz przywrócenia równowagi rynkowej. Współczesny rynek gazu w Europie jest tak wrażliwy jak rynek ropy przed kryzysem finansowym 2008 r. Wynika to zarówno ze zmniejszonych możliwości zaspokajania popytu dzięki wewnętrznym mocom produkcyjnym, jak i ze strategii postawienia przez wiele państw UE na gaz jako

⁵⁴ Zob. <https://novayagazeta.ru/articles/2021/12/16/s-i-m-na-severnoi-trube> (dostęp: 20.12.2021).

⁵⁵ Niemcy mają stworzyć fundusz inwestycji w transformację energetyczną Ukrainy.

⁵⁶ <https://www.pap.pl/aktualnosci/news,1032102,usa-senat-zgodzil-sie-na-glosowanie-w-sprawie-sankcji-na-nord-stream-2> (dostęp: 4.01.2022).

⁵⁷ Administracja Bidena jest niechętna sankcjom, mogą one bowiem pogorszyć stosunki z Niemcami. Zgodnie z doniesieniami Axios, niemiecka ambasada rozesłała do członków Kongresu dokument, w którym stwierdza się, iż sankcje „osłabiają wiarygodność USA” i „zniszczą jedność transatlantycką”. Zob. <https://www.axios.com/germany-nord-stream-sanctions-congress-ukraine-4d28940b-dc3b-4b19-9d16-c122da6d113c.html> (dostęp: 4.01.2022).

⁵⁸ <https://www.forbes.com/sites/ninawolpow/2021/05/13/kremlin-backed-sberbank-outstrips-oil-giants-to-become-russias-top-public-company/?sh=1d2b729f697a> (dostęp: 4.01.2022).

na paliwo przejściowe w procesie transformacji energetycznej. Zarówno doświadczenia rynku europejskiego, jak i globalne trendy na rynku ropy, gazu i w sferze polityki klimatycznej powinny skłaniać do myślenia i rewizji dotychczasowych polityk energetycznych.

Jakie lekcje płyną zatem z obserwowanych trendów rynkowych w 2021 r.? Po pierwsze, utwierdzają one importerów w przekonaniu, że zależność gospodarek od węglowodorów prowadzi do nadmiernej ich podatności na fluktuacje cen na światowych rynkach, ale także manipulacje eksporterów. Po drugie, w obliczu utrzymywania wysokich zależności importowych podstawowymi instrumentami bezpieczeństwa pozostają magazyny (poziom ich zapelnienia) oraz dywersyfikacja dostawców i samego bilansu energetycznego. Po trzecie, coraz większą rolę w ocenie ryzyka zaburzeń dostaw powinny odgrywać zmiany klimatu, które wpływają na częstotliwość i skalę katastrof naturalnych. Niestety choć w Glasgow osiągnięto pewien postęp, to ocena determinacji i dotychczasowych polityk państw będących największymi emitentami CO₂ skłania raczej do wniosku, że nie zrealizujemy celu paryskiego. Oczywiście należy poczekać na zapowiedziany w Pakcie z Glasgow przyszłoroczny *up-date* NDC i ich ocenę, niemniej jednak jeśli nie dostosujemy prowadzonych polityk do celu redukcyjnego niezbędnego do tego, by choćby mieć nadzieję na spowolnienie globalnego ocieplenia, to należy się spodziewać coraz większego i coraz częstszego wpływu katastrof naturalnych na bezpieczeństwo energetyczne. Po czwarte, polityka klimatyczno-energetyczna powinna być postrzegana nie tylko przez pryzmat walki o złagodzenie destrukcyjnych zmian w ziemskim systemie klimatycznym, lecz także jako swoista polisa ubezpieczeniowa wobec tradycyjnych zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego, tj. związanych z utrzymywaniem wysokich zależności importowych i podatności na fluktuacje cen importowanych nośników energii. W trudnych warunkach rynkowych zależności te okazują się zarówno wyzwaniem bezpieczeństwa ekonomicznego importerów, jak i potencjalnym potężnym narzędziem manipulacji (geo)politycznych ze strony eksporterów. Transformacja energetyczna jest konieczna, a postrzeganie rozwoju OZE oraz zwiększania efektywności energetycznej jako metod na zmniejszenie zależności importowych może tylko ułatwić czy nawet przyspieszyć realizację tego długofalowego zadania.

Energy security in the times of a steep rise of prices and the climate crisis

In 2021, the global energy market experienced a recovery after a year of pandemic-related and economic slowdown. This meant an increase in energy demand, including imported oil and gas. The increase in import needs, together with various constraints on the supply side, were major factors affecting rapid increase in hydrocarbon prices. The article provides an analysis of the contemporary trends of global and European energy security landscape. It follows global oil and gas market trends, changes in climate policy and the geopolitical motivations of Russia with regard to the gas market in Europe. In the first section, the article focuses on the trends in the oil and gas market, including economic, political and environmental factors behind the observed increase in oil and gas prices. It analyzes how the new price trend and producer countries' (OPEC+) policy raised old concerns about energy security and, more broadly, resource security, especially in terms of the economic availability of raw materials and the growing costs of their purchase for the economies of importing countries. In the second section, the results of COP26 in Glasgow are presented and analysed, and climate policy is considered as one of key factors impacting energy security and market trends. In the third section, a perspective for the European market is presented. It is argued that the over-500% increase in European gas prices, which were breaking new historical records, was not only the result of global trends and the supply-side constraints, but also of Russian supplier manipulations and the domination of Russia in the European structure of supplies. Russian actions are presented as an element of its hybrid war.

Keywords: energy security, COP26, CO₂ emissions, COVID-19, oil market, gas market, oil prices, gas storage, climate policy, climate neutrality, Russia's hybrid war, Nord Stream 2, OPEC+, Colonial Pipeline, Ida, Uri, natural disasters, UE energy policy

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne, COP26, emisje CO₂, COVID-19, rynek ropy, rynek gazu, ceny ropy, podziemne magazyny gazu, polityka klimatyczna, neutralność klimatyczna, rosyjska wojna hybrydowa, Nord Stream 2, OPEC+, Colonial Pipeline, Ida, Uri, klęski żywiołowe, polityka energetyczna UE