

**OBSERWATORIUM BEZPIECZEŃSTWA**  
KAMILA PRONIŃSKA  
doi 10.7366/2300265420172308

## **ZMIANY TECHNOLOGICZNE VS. TRADYCYJNA GEOPOLITYKA NA GLOBALNYM I EUROPEJSKIM RYNKU ENERGETYCZNYM**

Celem artykułu jest identyfikacja najważniejszych współczesnych trendów na rynku węgłowodórów i energii w odniesieniu do zmian popytowo-podażowych, technologicznych i szerszej geopolityki surowcowej. Trendy analizowane są w ujęciu globalnym i regionalnym. Jako że stanowi on część cyklu artykułów *Rocznika Strategicznego* poświęconych dynamice międzynarodowych stosunków w sferze energetycznej, w centrum uwagi są trendy popytowo-podażowe i wydarzenia roku 2017. Utrzymująca się sytuacja stosunkowo niskich cen węgłowodórów, a także polityka transformacji sektora energetycznego niesie długofalowe implikacje geostrategiczne zarówno dla eksporterów, jak i importerów ropy i gazu. W celu weryfikacji tej hipotezy autorka koncentruje się w pierwszej kolejności na eksporterach – a zatem grupie podmiotów globalnego rynku, która ma więcej powodów do obaw o bezpieczeństwo ekonomiczne i perspektywy rozwojowe, a w konsekwencji także możliwości realizacji swych interesów geopolitycznych. Stąd też stawiane jest pytanie, z jednej strony, o obecną politykę eksportową państw naftowych<sup>1</sup>, a z drugiej – o politykę importerów w zakresie transformacji sektora energetycznego. Analizowana jest zależność między tymi dwoma obszarami polityki energetycznej. W trzeciej części artykułu uwaga zostanie skoncentrowana na rynku europejskim i współczesnej rosyjskiej geopolityce surowcowej. Rosja jest prezentowana jako przykład państwa naftowego, dla którego poważnym wyzwaniem są współczesne trendy rynkowe, a zarazem spośród wszystkich współczesnych gospodarek surowcowych w swym myśleniu o kształtowaniu polityki energetycznej jest ona szczególnie silnie zakotwiczona w nurcie geopolitycznym. Jak dalece Nord Stream II (o którego realizację trwała batalia przez cały 2017 r.) jest częścią rosyjskiej odpowiedzi na wyzwania generowane przez rynek energetyczny i politykę importerów?

---

<sup>1</sup> Termin „państwo naftowe” odnosi się do państw, których dochody budżetowe i PKB są silnie uzależnione od eksportu węgłowodórów (ropy naftowej i/bądź gazu ziemnego). Dotyczy je zatem zarówno zjawisko określane w literaturze jako „syndrom państwa naftowego”, jak i „klątwy surowcowej”. Zob. T.L. Karl, „The perils of the petro-state: Reflections on the paradox of plenty”, *Journal of International Affairs* 1999, t. 53, nr 1; M.L. Ross, „The political economy of the resource curse”, *World Politics* 1999, nr 51.

## TRENDY GLOBALNE – POLITYKA PAŃSTW NAFTOWYCH

Rynek węglowodorów od połowy 2015 r. pozostaje tzw. rynkiem kupującego – tj. niskich cen ropy i rywalizacji eksporterów o rynki zbytu. Jest to rezultat po pierwsze, trendów popytowych – spowolnienia gospodarczego w krajach wysoko rozwiniętych, ale także na rynkach wschodzących, które skutkowało spowolnieniem wzrostu (a niekiedy stagnacją) popytu na ropę i energię. Po drugie, trendów podażowych – dynamicznego rozwoju nowych miejsc produkcji i eksportu węglowodorów (zwłaszcza w sektorze niekonwencjonalnych złóż ropy i gazu w USA i Kanadzie, a także gazu skroplonego – LNG). W porównaniu z okresem, który charakteryzował rynek przed 2008 r., nie tylko wzrastały wolne moce produkcyjne OPEC (a zatem moce, które można uruchomić w ciągu 30 dni i utrzymać produkcję przez co najmniej 90 dni), ale także udokumentowane światowe rezerwy. O ile ten pierwszy czynnik jest traktowany jako wskaźnik napięcia sytuacji podażowo-popytowej na rynkach światowych, a zatem silnie oddziałujący na cenę, o tyle zwiększenie stanu światowych udokumentowanych rezerw ma znaczenie dla kształtowania długofalowej polityki importerów (tym bardziej że spektakularny wzrost udokumentowanych rezerw odnotowały państwa spoza OPEC, takie jak USA, Kanada, Brazylia).

Szczególne znaczenie dla rynku naftowego mają wolne moce produkcyjne Arabii Saudyjskiej. Zazwyczaj utrzymują się one na poziomie 1,5–2 mln b/d i są gwarantem stabilności dostaw ropy na światowy rynek w okresach kryzysowych. Polityka utrzymywania wolnych mocy produkcyjnych oddziałuje także silnie na ceny. Do 2016 r. Arabia Saudyjska – blokując możliwość wprowadzenia limitów produkcji OPEC – prowadziła politykę utrudniającą wzrost cen, ale ukierunkowaną na eliminację konkurencji z sektora niekonwencjonalnych złóż ropy. Polityka ta była jednak wyniszczająca dla budżetów większości państw naftowych<sup>2</sup>. W zestawieniu z innymi typami gospodarek surowcowych te oparte na ropie naftowej (a także gazie ziemnym) wykazują bowiem szczególnie silną zależność między gospodarką a dochodami generowanymi przez sektor naftowo-gazowy. Dotyczy to zarówno wskaźnika udziału danego surowca w całkowitym krajowym eksporcie, jak i udziału tego sektora w PKB<sup>3</sup>. Oznacza to zarazem, że państwa naftowe są szczególnie podatne na zagrożenia zmieniającej się koniunktury rynkowej. Niskie ceny ropy negatywnie oddziałują nie tylko na ich bezpieczeństwo ekonomiczne, ale także na poziom inwestycji w sektorze poszukiwawczo-wydobywczym (ang. *up-stream*). Tymczasem uzależnienie gospodarek od eksportu surowców nieodnawialnych oznacza, że niezbędne są stałe wysokie nakłady inwestycyjne na rozwój nowych mocy wytwór-

<sup>2</sup> Szczegółowo nt. polityki Arabii Saudyjskiej w odniesieniu do amerykańskich producentów i problemów budżetowych państw naftowych zob. *Rocznik Strategiczny* 2015/16.

<sup>3</sup> T.L. Karl, *The Paradox of Plenty: Oil Booms and Petro-States*, University of California Press, Berkeley 1997, s. 46. Obecnie średnia ta dla państw OPEC wynosi 50%. Jednak w tym gronie znajdują się zarówno państwa, dla których dochody z ropy stanowią ponad 90% dochodów eksportowych (np. Wenezuela, Angola, Libia, Irak, Kuwejt), jak i mniej niż połowę (Iran, ZEA, Katar, Ekwador). Obliczenia własne, dane: *OPEC Annual Statistical Bulletin*, OPEC 2017, s. 19–20.

czych. Co więcej, niedoinwestowany sektor *up-stream* może stać się kolejną barierą rozwojową państwa naftowego.

Fakt, iż państwo naftowe wytwarza PKB przede wszystkim dzięki posiadaniu złóż ropy i/bądź gazu, do których rozwoju zazwyczaj przyczynia się zewnętrzny kapitał, generuje liczne problemy strukturalne gospodarki, takie jak choroba holenderska<sup>4</sup>, silne dysproporcje ekonomiczne, brak reform<sup>5</sup>. W literaturze zjawisko to jest określane mianem „syndromu państwa naftowego” bądź „kłątwy surowcowej”. W wymiarze politycznym „kłątwa surowcowej” państwa naftowe charakteryzują się często niedemokratycznym systemem i silną kontrolą nad sektorem<sup>6</sup>. W końcu w sferze polityki międzynarodowej typowe jest kształtowanie przez takie państwo pozycji międzynarodowej właśnie dzięki dochodom z eksportu ropy i/bądź gazu<sup>7</sup>.

W 2017 r. średnia cena baryłki ropy Brent wyniosła 54 USD/b, tj. o 10 USD/b więcej niż w 2016 r. Jest to jednak wciąż poziom uniemożliwiający wielu państwom naftowym generowanie wzrostu gospodarczego. W rezultacie problemy narastającego (od 2015 r.) deficytu budżetowego, recesji bądź stagnacji gospodarczej są wyzwaniem bezpieczeństwa ekonomicznego państw OPEC oraz państw naftowych spoza tego kartelu. Nieproporcjonalnie wysokie marże osiągnięte we wcześniejszych latach nie tylko wpływały na przyzwyczajenie ich do rozwiązywania problemów społeczno-gospodarczych dzięki dochodom z eksportu surowców. Determinowały one także procesy polityczne. Jeśli wziąć pod uwagę, iż spośród wszystkich podsektorów rynku energetycznego to właśnie rynek naftowy ma najbardziej globalny charakter, a marże osiągnięte z handlu ropą są wyjątkowo wysokie, wówczas staje się zrozumiałe, iż to w państwach naftowych występuje szczególnie silna tendencja do wykorzystywania zysków sektora do finansowania celów publicznych i kontrolowania procesów politycznych w kraju<sup>8</sup>. Marże uzyskiwane w sektorze naftowym, jak pisze Terry L. Karl, „nie są czymś naturalnym, są one wynikiem wyjątkowej organizacji światowego rynku paliw, różnorodności jakości złóż i gatunków ropy oraz/lub specjalnego statusu ropy jako surowca strategicznego”<sup>9</sup>. O ile zatem z perspektywy makroekonomicznej najważniejszymi konsekwencjami dekoniunktury na rynkach surowcowych są stagnacja/recesja gospodarek naftowych i pogarszanie się wskaźników ma-

<sup>4</sup> Termin wprowadzony w 1977 r. przez *The Economist*, opisujący konsekwencje odkrycia złóż gazu w Holandii w latach 60. Odkrycia te uruchomiły procesy deindustrializacji – dynamicznie rozwijał się sektor wydobywczy, podczas gdy dynamika rozwoju innych sektorów gospodarki znacznie spowolniła. O relacjach między „kłątwa surowcową” a chorobą holenderską zob. R.M. Auty, „The political economy of resource-driven growth”, *European Economic Review* 2001, nr 45.

<sup>5</sup> Np. P. Collier, *Economic Causes of Civil Conflict and Their Implications for Policy*, World Bank, Washington D.C., 15 czerwca 2000 r.; R. Auty, *Sustaining Development in Mineral Economies: The Resource Curse Thesis*, Routledge, London 1993.

<sup>6</sup> Niedemokratyczny system władzy w państwach naftowych jest między innymi wynikiem polityki fiskalnej, wysokich wydatków publicznych i utrzymywania struktur patronackich w celu stabilizowania władzy. J.D. Colgan, „Oil, domestic politics, and international conflict”, *Energy Research & Social Science* 2014, nr 1, s. 199–200.

<sup>7</sup> T.L. Karl, „The perils...”

<sup>8</sup> Zob. H. Huntington, „The oil security problem”, w: J. Evans, L.C. Hunt (red.), *International Handbook on the Economics of Energy*, Edward Elgar Publishing Ltd., Cheltenham 2009, s. 384.

<sup>9</sup> T.L. Karl, *The Paradox...*, s. 48.

kroekonomicznych<sup>10</sup>, o tyle z perspektywy geopolitycznej szczególnie istotna jest podatność państw naftowych na narastające napięcia społeczne i niestabilność polityczną, a nawet zagrożenie wybuchu zamieszek, przewrotów politycznych czy konfliktów zbrojnych. Współczesny obraz Wenezueli jest najbardziej wyrazistym przykładem tego politycznego wymiaru „klątwy surowcowej”<sup>11</sup>.

W 2017 r. państwa OPEC, a także inni producenci ropy, z Rosją włącznie, prowadzili politykę cięć produkcji surowca, tak by podbić jego ceny<sup>12</sup>. O trudnościach w realizacji tego celu świadczyły wahania średnich cen ropy – w styczniu średnia cena Brent wyniosła 53,59 USD/b, w czerwcu 46,17 USD/b, po czym wzrosła w drugiej połowie roku do powyżej 50 USD/b. Dopiero jednak kolejne spotkanie OPEC i państw obserwatorów (w listopadzie 2017 r.), na którym zadecydowano o kontynuowaniu cięć produkcji i rozciągnięciu ich na 2018 r., spowodowało wzrost cen, które pod koniec roku osiągnęły poziom powyżej 60 USD/b<sup>13</sup>. Konieczność kolejnej interwencji wynikała zarówno z obserwowanych trendów popytowych, jak i polityki konkurencji. Światowa konsumpcja ropy wprawdzie wzrosła w 2017 r. o 1,4 mln b/d, jednak tempo tego wzrostu spowolniło w porównaniu z 2016 r. Przy czym wzrost ten generowany jest wciąż przede wszystkim przez rynki spoza OECD<sup>14</sup>. W przypadku produkcji spoza OPEC w 2017 r. – moce USA i Kanady wzrosły o 1 mln b/d, pozostałych zaś o 0,7 mln b/d<sup>15</sup>. Największy spoza OPEC producent – USA – zwiększył swoje moce wydobywcze o 10% w sektorze złóż niekonwencjonalnych (zwłaszcza ropy z pokładów łupkowych). Decyzja OPEC, przyłączenie się do niej Rosji, a także objęcie limitami krajów OPEC dotychczas z nich wyłączonych – Libii i Nigerii – świadczą o tym, jakim wyzwaniem dla gospodarek państw eksporterów jest obecna sytuacja na rynku ropy. Pojawiły się także głosy, że jeśli rynek nie zostanie usta-

<sup>10</sup> W latach 2010–2014 ceny ropy były dość stabilne, jednak od połowy 2014 r. zaczęły one drastycznie spadać – do końca 2016 r. o 60%. O problemach z deficytem budżetowym państw naftowych zob. *Rocznik Strategiczny 2015/16*.

<sup>11</sup> Około 95% dochodów eksportowych Wenezuela pozyskuje z eksportu ropy. W wyniku dekonjunkury surowcowej znalazła się zatem w głębokim kryzysie ekonomicznym, społecznym i politycznym. Inflacja przekracza 1000% w skali roku, ceny żywności i lekarstw sprawiają, że są one poza ekonomicznym zasięgiem większości społeczeństwa. Brak wypłat i narastający kryzys humanitarny wpłynęły na wynik wyborów parlamentarnych, które przegrali socjaliści (grudzień 2016 r.), co doprowadziło do paraliżu sceny politycznej. W 2017 r. protesty społeczne przeciwko polityce „chawistów” i socjalistycznego prezydenta Nicolása Maduro (m.in. próby zmiany konstytucji) objęły niemalże cały kraj. Protesty były brutalnie tłumione. W zamieszkach zginęły dziesiątki osób. Zob. ICG, *Venezuela: Hunger by Default*, Briefing No 37, 23 listopada 2017 r.

<sup>12</sup> Cięcia rozpoczęto oficjalnie w styczniu i miały być utrzymane przez sześć miesięcy. Do decyzji oprócz Rosji (która zobowiązała się do redukcji o 300 tys. b/d) przyłączyły się także Kazachstan, Oman, Bahrajn i Azerbejdżan. Jednocześnie niektóre spośród państw OPEC (Libia, Nigeria) zostały wyłączone z tego obowiązku. Łącznie produkcja w 2017 r. miała zostać zmniejszona o 1,8 mln b/d.

<sup>13</sup> Źródło: URL<[https://ycharts.com/indicators/average\\_crude\\_oil\\_spot\\_price](https://ycharts.com/indicators/average_crude_oil_spot_price)>; „Oil deal unanimous – Saudi energy minister”, *The Guardian* z 30 listopada 2017 r.

<sup>14</sup> Dane EIA. Zgodnie z prognozami EIA w 2018 r. wzrost ma wynieść ok. 1,7 mln b/d, z tego 1,2 mln b/d przypadnie na kraje spoza OECD. EIA, *Short Term Energy Outlook*, EIA, styczeń 2018, s. 2.

<sup>15</sup> Prognozy EIA wskazują, że w 2018 i 2019 r. produkcja państw spoza OPEC wzrośnie odpowiednio o 2 mln b/d i 1,3 mln b/d, przy czym na same USA przypaść ma 1,5 mln b/d nowych mocy w 2018 r. i 1 mln b/d w 2019 r. Kanada i Brazylia odpowiadać będą za przyrost produkcji o ok. 400 tys. b/d w 2018 r. i podobnie w kolejnym roku. Ibidem, s. 3.

bilizowany, konieczne może się okazać sięgnięcie przez OPEC po „środki nadzwyczajne”<sup>16</sup>.

Wprawdzie analiza polityk energetycznych prowadzonych przez największych światowych konsumentów energii wskazuje, że do połowy XXI w. węglowodory oraz węgiel będą odpowiadały za około 70% globalnego bilansu energetycznego, jednakże coraz więcej państw angażuje się w politykę transformacji systemu energetycznego, a także transportowego. Dynamika zaś, z jaką rozwija się zarówno sektor energetyki odnawialnej, jak i transportu elektrycznego, może prowadzić do szybszych zmian na rynku węglowodorów niż prognozowane na podstawie podejmowanych decyzji politycznych.

### **DYNAMIKA ROZWOJOWA NOWYCH TECHNOLOGII OZE – POLITYKA IMPORTERÓW I *PEAK OIL DEMAND*?**

Tak jak nowoczesne technologie wydobycia ropy i gazu ze złóż szelfowych i niekonwencjonalnych zdążyły już przeobrazić globalny rynek węglowodorów, technologie odnawialnych źródeł energii (OZE) stopniowo zmieniają rynek energii. Wpływ na dynamikę rozwojową tych technologii mają zarówno czynniki ekologiczne (dążenie do redukcji emisji CO<sub>2</sub>), ekonomiczne (rozwój gospodarczy oparty na innowacjach), jak i geostrategiczne (zmniejszenie zależności importowych, dywersyfikacja bilansu energetycznego). Ogromne znaczenie ma również sukcesywnie zwiększająca się dostępność (spadające ceny, nowi dostawcy) nowych technologii. Coraz większe technologiczne i ekonomiczne możliwości wykorzystania OZE (energii słońca, wiatru, wody, biomasy, biogazu czy wnętrza ziemi) skutkują systematycznym wzrostem światowych mocy energetyki odnawialnej, a także ciągłym postępem technologicznym w takich dziedzinach jak efektywność wytwarzania energii (tj. stosunek zainstalowanych mocy do faktycznej produkcji), konkurencyjność cenowa, inteligentne sieci, magazynowanie. W rezultacie inwestycje w moce OZE i ich udział w globalnej konsumpcji energii rosły w minionej dekadzie w znacznie szybszym tempie niż rola jakichkolwiek innych źródeł nieodnawialnych. W 2017 r. globalne inwestycje w OZE wyniosły 333,5 mld USD (wzrost o 3% w porównaniu z 2016 r.), co oznaczało, że od 2010 r. zainwestowano w energię ze źródeł odnawialnych sumę 2,5 bln USD. W 2017 r. osiągnięto rekord nowo wprowadzonych mocy OZE do sieci (bez energii wodnej, tradycyjnie mającej największy udział w globalnej produkcji OZE) – 160 GW<sup>17</sup>. Liczby te świadczą o dużej pewności inwestorów co do przyszłości energetyki odnawialnej. W rezultacie tych trendów inwestycyjnych wszystkie źródła odnawialne odpowiadają już za ponad 30% zainstalowanych mocy światowej energetyki i ponad 23% produkcji elektryczności. W ogólnym bilansie konsumpcji energii pierwotnej ich udział kształtuje się na poziomie 10%<sup>18</sup>. Postęp technologicz-

<sup>16</sup> Cyt. z wypowiedzi sekretarza generalnego OPEC. Źródło: URL <https://www.euractiv.com/section/energy/news/opec-secretary-general-urges-us-shale-oil-producers-to-help-cap-global-supply>.

<sup>17</sup> Dane Bloomberg New Energy Finance, URL <https://about.bnef.com/clean-energy-investment/>.

<sup>18</sup> Dane za rok 2016 za: World Energy Council, *World Energy. Perspectives 2016*, WEC 2016, s. 1; *BP Statistical Review of World Energy 2017*, BP, czerwiec 2017.



ny jest zatem istotnym uwarunkowaniem wzrostu znaczenia OZE w systemie energetycznym ostatniej dekady i będzie wpływał na przebieg (skalę, tempo) transformacji energetycznej<sup>19</sup>.

Światowym liderem w produkcji i wdrażaniu OZE do systemu energetycznego są Chiny – przypada na nie ponad 40% nowo dodawanych mocy OZE, 28,9% światowej konsumpcji energii wodnej i 20,5% pozostałych OZE<sup>20</sup>. Jedną z przesłanek polityki transformacji tej największej na świecie gospodarki energetycznej są względy ekologiczne. Na Chiny przypada najwięcej światowej emisji CO<sub>2</sub> (27%), a do tego chińskie aglomeracje miejskie mierzą się z potężnym problemem smogu. Jest to efekt spektakularnego wzrostu chińskiej gospodarki, która spala więcej węgla niż reszta świata razem wzięta (50,6% światowej konsumpcji)<sup>21</sup>. Równocześnie analizy implikacji geostrategicznych zmian klimatu dla tego kraju są alarmujące, co tym bardziej wpływa na determinację władz, pragnących przeprowadzić budowę „nowego globalnego ładu klimatycznego”. Zgodnie ze słowami Xi Jinpinga z sesji otwierającej XIX Zjazd Komunistycznej Partii Chin przejmują one „stery w międzynarodowej współpracy na rzecz walki ze zmianami klimatycznymi i są ważnym uczestnikiem w globalnym przedsięwzięciu tworzenia ekologicznej cywilizacji, wnoszą w nie swój wkład i niosą jego pochodnię”<sup>22</sup>. Długofalowym celem ich polityki jest stworzenie „pięknych Chin”, „powrót do błękitnego nieba” i zrównoważonego wzrostu gospodarczego. Do 2020 r. Chińczycy planują zainwestować 360 mld USD w OZE, tworząc 13 mln miejsc pracy. Plan został ogłoszony przez Narodową Agencję Energii w styczniu 2017 r., a z końcem roku rząd przyjął kolejny plan – stworzenia największego na świecie rynku handlu emisjami. Początkowo ma on objąć elektrownie (odpowiedzialne za ponad połowę krajowych emisji CO<sub>2</sub>)<sup>23</sup>. Choć nieznanne są szczegóły, to nowe regulacje będą z pewnością narzędziem, które zbliży kraj do realizacji długoterminowego celu transformacji energetyki, tj. zdecydowanego odchodzenia od spalania węgla. Polityka ta oznacza zarazem inwestowanie w przyszły model rozwoju gospodarczego i pozycję Chin w handlu międzynarodowym, m.in. jako dostawcy technologii OZE.

Zgodnie z oceną Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), w związku z prowadzoną polityką energetyczną to właśnie Chiny (ale także Indie) stają się obecnie liderami transformacji systemów energetycznych, a co ważniejsze: „chińskie wybory [energetyczne – K.P.] będą odgrywać ogromną rolę w determinowaniu glo-

<sup>19</sup> Zob. K. Pronińska, „Rozwój odnawialnych źródeł energii a wymiar geostrategiczny bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej”, *Stosunki Międzynarodowe – International Relations* 2017, nr 2 (t. 53), s. 71–89.

<sup>20</sup> Dane za 2016 r. za: *BP Statistical Review...* Chiny już przekroczyły cel zainstalowanych mocy w zakresie fotowoltaiki (PV) określony na 2020 r. Przypada na nie połowa światowej produkcji energii PV, a także 60% światowej produkcji paneli PV. IEA prognozuje, że do 2022 r. chińska energetyka będzie dysponowała mocą farm PV rzędu 740 GW, a zatem większą niż wszystkie obecnie zainstalowane moce energetyki Japonii i Indii. IEA, *Renewables 2017*, OECD/IEA 2017.

<sup>21</sup> Dane za 2016 r. za: *BP Statistical Review...*

<sup>22</sup> Cyt. za: <http://www.efchina.org/Reports-en/report-comms-20171108-en>.

<sup>23</sup> K. Bradsher, L. Friedman, „China unveils an ambitious plan to curb climate change emissions”, *The New York Times* z 19 grudnia 2017 r.

balnych trendów i mogą wywołać szybszą transformację energetyczną<sup>24</sup>. Pozycja lidera może być tym silniejsza, im większa jest niepewność co do przyszłych wyborów klimatyczno-energetycznych USA. Administracja prezydenta Donalda Trumpa konsekwentnie prowadziła działania na rzecz wycofania się z paryskiego porozumienia klimatycznego. W połowie 2017 r. Departament Stanu wystosował komunikat do ONZ powiadamiający o takiej intencji, ale jednocześnie zapowiedziano, że do 2020 r. przedstawiciele USA będą uczestniczyć w negocjacjach klimatycznych. Dualizm ten jest efektem zapisów porozumienia, które technicznie uniemożliwia odstąpienie USA w okresie wcześniejszym niż trzy lata po jego wejściu w życie.

Decyzja wzbudza liczne kontrowersje i w USA, i na świecie. W odpowiedzi na działanie administracji kraju odpowiedzialnego za 16% światowych emisji CO<sub>2</sub><sup>25</sup> sześć państw należących do G-7 (Kanada, Francja, Niemcy, Włochy, Japonia, Wielka Brytania) potwierdziło swoje „silne zobowiązanie do implementacji porozumienia paryskiego”<sup>26</sup>. Także Chiny w oświadczeniu MSZ zapowiedziały działanie na rzecz implementacji i „promowania globalnego zarządzania zmianami klimatycznymi”<sup>27</sup>, Rosja zaś (odpowiedzialna za 4,5% światowych emisji CO<sub>2</sub>) powiadomiła, że decyzja o ratyfikowaniu porozumienia zapadnie w 2019 r.<sup>28</sup> Szczególnie ważną była reakcja sektora prywatnego. Już w 2016 r. 630 koncernów (m.in. DuPont, General Mills, Hewlett Packard, Pacific Gas and Electric) wystosowało list otwartej do prezydenta elekta, apelując o podtrzymanie zobowiązań paryskich. W 2017 r. liczni CEO największych amerykańskich koncernów oprostestowywali decyzje administracji Trumpa<sup>29</sup>. Nawet największy amerykański koncern naftowy – Exxon Mobil – w marcu opowiedział się za porozumieniem paryskim<sup>30</sup>. Niepewność co do kierunków rozwoju branży energetycznej w USA sprawia, że wiele firm przyjmuje postawę wyczekującą. Wobec niezrozumienia znaczenia i potrzeby prowadzenia polityki klimatycznej przez rząd federalny miejsce jego działań na rzecz przeciwdziałania globalnemu ociepleniu zastępują inicjatywy na szczeblu amerykańskich stanów czy miast<sup>31</sup>. Co więcej, sama amerykańska branża OZE rozwija się dyna-

<sup>24</sup> IEA, *World Energy Outlook 2017*, OECD/IEA 2017.

<sup>25</sup> Dane dot. CO<sub>2</sub> za: *BP Statistical Review...*

<sup>26</sup> W 2015 r. G-7 opublikowała raport, w którym zmiany klimatu zostały uznane za „jedno z największych wyzwań, przed którym stoi świat (...) są one zagrożeniem dla środowiska, globalnego bezpieczeństwa i dobrobytu” (*A New Climate for Peace: Taking Action on Climate and Fragility Risks*, Adelphi, International Alert, The Wilson Center, The European Union Institute for Security Studies, 2015, s. 1).

<sup>27</sup> B. Haas, „China sees an opportunity to lead as Trump withdraws from Paris. But will it?”, *The Guardian* z 2 czerwca 2017 r.

<sup>28</sup> *Russia may ratify Paris climate agreement by 2020*, TASS, 2 czerwca 2017 r., URL <http://tass.com/politics/949331>.

<sup>29</sup> Szczegółowo o reakcji biznesu: J. McGregor, „Climate change is real: CEOs share their disappointment over Trump’s Paris accord exit”, *The Washington Post* z 1 czerwca 2017 r.

<sup>30</sup> E. Crooks, „Exxon urges Trump to keep US in Paris climate accord”, *Financial Times* z 28 marca 2017 r.

<sup>31</sup> Wzrost konsumpcji OZE, jeśli nie będzie podyktowany polityką federalną, może być kreowany przez potrzeby konsumpcyjne (takie jak PPA), a także ramy polityki klimatycznej opracowywane przez poszczególne stany. Spektakularnym przykładem jest Kalifornia, która w sierpniu 2016 r. przyjęła pakiet legislacyjny zobowiązujący stan do obniżenia emisji CO<sub>2</sub> o 40% (!) przed 2030 r. Maryland z kolei w 2017 r. podwyższył cel udziału OZE w konsumpcji elektryczności z 20% do 25% w 2020 r.

micznie. W 2017 r. 49% nowych mocy w amerykańskim systemie energetycznym pochodziło z tego źródła, przy czym w marcu po raz pierwszy w historii produkcja energii z elektrowni PV i wiatrowych odpowiadała za 10% generacji kraju. Zarazem w okresie od marca do maja amerykańskie elektrownie OZE produkowały więcej energii niż elektrownie nuklearne<sup>32</sup>. Formą wsparcia rozwoju OZE przez same podmioty gospodarcze stają się także PPAs (*Power Purchase Agreements*). Największe transnarodowe korporacje, takie jak Google, Norsk Hydro czy Facebook, przyjęły strategię zakupów korporacyjnych na podstawie PPAs – długookresowych kontraktów na zakup energii z OZE pokrywającej ogromne potrzeby konsumpcyjne tych firm. W grudniu 2016 r. Google (firma rozpoczęła zakupy w ramach PPAs w 2010 r.) poinformował o osiągnięciu celu 100% energii z OZE.

Silny trend wdrażania OZE do systemu energetycznego charakteryzuje wszystkie regiony. W ciągu dekady (2005–2015) największą dynamikę wzrostu konsumpcji energii elektrycznej z OZE (innych niż energetyka wodna) wykazywał Bliski Wschód (38%), następnie kolejno: Azja i Pacyfik (21%), Afryka (20%), Ameryka Południowa i Środkowa (17%), Europa i Eurazja (15%), Ameryka Północna (13%)<sup>33</sup>. Produkcja elektryczności jest segmentem, w którym stosunkowo szybko już obecnie kraje osiągają jakościową zmianę. Szczególnie perspektywiczny wydaje się jednak transport, dziś uzależniony od stabilnych dostaw ropy. Niewiele państw osiągnęło znaczący udział biopaliw w transporcie (do wyjątków należy Brazylia), natomiast nie wydaje się, by to biopaliwa (nawet trzeciej generacji) były przyszłością sektora transportowego. Najbardziej rozwijającą się branżą jest produkcja technologii napędu elektrycznego (EV – *electric vehicles*) dla samochodów osobowych i transportu miejskiego<sup>34</sup>. Każdego roku następuje przyrost nowych rejestracji EV (2016 r. – 750 tys. nowo rejestrowanych EV). O ile najwięcej nowych rejestracji przypada na Europę – Norwegię (29%), Holandię (6,4%), Szwecję (3,4%), o tyle największy udział w rynku sprzedaży EV mają Chiny (40%). Mimo wzrastającego popytu na EV ich udział w globalnym rynku jest wciąż marginalny – ok. 0,2% wszystkich używanych samochodów osobowych<sup>35</sup>.

Rozwój energetyki odnawialnej, poprawa wskaźników efektywności energetycznej, a zwłaszcza analiza polityk klimatyczno-energetycznych importerów, wpływa istotnie na percepcję bezpieczeństwa energetycznego. Konsekwencją są rozważania nad końcem wzrostu światowego popytu na węglowodory, a zwłaszcza ropę. O ile w latach wysokich cen ropy i „szoku popytowego” sprzed kryzysu finansowego 2008 r. i zarazem sprzed ery „rewolucji łąpkowej” przedmiotem dyskusji często były koncepcje *peak-oil*, czyli zbliżającego się momentu wyczerpywania się

<sup>32</sup> Większość energii wytwarzanej z OZE przypada na stany zachodnie (65% elektrowni wodnych i 69% słonecznych). Bardziej równomiernie rozłożona jest energetyka wiatrowa. Dane za 2017 r.: EIA, *Nearly half of utility-scale capacity installed in 2017 came from renewables*, 10 stycznia 2018 r., URL < <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34472> >.

<sup>33</sup> Dane BP *Statistical Review*...

<sup>34</sup> Termin samochody elektryczne odnosi się do technologii: baterii elektrycznych (BEVs), napędu mieszanego, tzw. hybryd (HEVs), elektrochemicznych ogniw paliwowych (PLDVs).

<sup>35</sup> Dane za rok 2016, za: IEA, *Global EV Outlook 2017. Two Million and Counting*, OECD/IEA 2017, s. 5–6.



światowych udokumentowanych zasobów ropy naftowej, o tyle w obecnych warunkach rynkowych miejsce debat nad *peak oil supply* zajęły pytania o *peak oil demand* – a zatem moment osiągnięcia szczytu światowego popytu na ropę naftową. Za główny czynnik sprawczy uznaje się wzrost wykorzystania napędu elektrycznego w samochodach osobowych i transporcie miejskim. Wpływową agencją analityczną – Światowa Rada Energii – w raporcie opracowanym przy współpracy z Accenture Strategy ocenia, że około 2030 r. światowy popyt na ropę osiągnie swój szczyt, tj. 94–103 mln b/d, a następnie będzie spadać<sup>36</sup>. W tych zmieniających się uwarunkowaniach coraz więcej koncernów naftowych przygotowuje swoje strategie rozwojowe na czas transformacji energetycznej. Dywersyfikują swoje portfele inwestycyjne, m.in. uwzględniając rynek energii elektrycznej.

### **GEPOLITYKA SUROWCÓW ENERGETYCZNYCH W WARUNKACH ZMIAN TECHNOLOGICZNYCH – STUDIUM ROSJA–UE**

Obserwowane trendy technologiczne w sektorze energetycznym niosą długofalowe implikacje geostrategiczne. Pod ich wpływem zmieniają się zarówno możliwości wzmacniania bezpieczeństwa energetycznego, jak i układ sił na tradycyjnych rynkach surowców energetycznych. Eksporterzy ropy i gazu są świadomi wyzwań, jakie niesie transformacja energetyczna. Część z nich przygotowuje nowe strategie rozwojowe. Arabia Saudyjska – największy światowy eksporter ropy – opracowała Narodowy Plan Transformacji „Saudi Arabia’s Vision 2030”, zgodnie z którym dąży do takiego wykorzystania dochodów z jej eksportu, by zapewnić długofalowe inwestycje konieczne do przygotowania gospodarki do „przyszłości po ropie naftowej”<sup>37</sup>. Obecna sytuacja rynkowa może jednak utrudnić proces restrukturyzacji gospodarek państw naftowych.

Zastanawiając się nad znaczeniem tradycyjnej geopolityki surowcowej w warunkach zmian technologicznych, sięgniemy po przykład współczesnej polityki energetycznej Rosji w relacji do UE. UE jest dla Rosji największym rynkiem zbytu ropy i gazu. Zarazem jeden z filarów polityki energetycznej UE stanowi zrównoważony rozwój, którego regulacyjną emanacją stały się pakiety klimatyczno-energetyczne wprowadzające obowiązkowe dla państw członkowskich cele w zakresie udziału OZE w bilansie energetycznym, poprawy efektywności energetycznej i redukcji emisji CO<sub>2</sub>. UE nie jest już wprawdzie liderem transformacji energetycznej (wiele państw członkowskich w istocie spowalnia ten proces), ale pozostaje ważnym centrum inwestycji w nowe technologie produkcji energii z OZE, a także samochodów elektrycznych. Spośród wszystkich nowych mocy zainstalowanych od 2005 r. w sektorze energii elektrycznej w UE, aż 77% przypadło na OZE. Jest to wynikiem zarówno rozwoju technologicznego branży, jak i polityki zastępowania tradycyjnych elektrowni (zwłaszcza węglowych) źródłami o mniejszej szkodliwości dla środowiska naturalnego. Należy się spodziewać (zgodnie z ramami polityki energetycznej

<sup>36</sup> Np. J.M. Ollagnier, „Peak oil demand: Time to get agile or get left behind in the race to low-carbon fuels”, *Forbes* z 21 sierpnia 2017 r.

<sup>37</sup> Zob. <http://vision2030.gov.sa/en/ntp>.

UE do 2030 r.), że zmiany te będą musiały się dokonywać szybciej niż do tej pory – w 2016 r. udział OZE w całkowitej finalnej konsumpcji energii pierwotnej wynosił już ponad 16% (a w konsumpcji energii elektrycznej ponad 28%), co było zgodne z trajektorią wyznaczoną w pierwszym pakiecie klimatyczno-energetycznym 2020<sup>38</sup>. W ciągu dekady 2005–2015 krajom UE udało się obniżyć konsumpcję paliw kopalnych o 11%<sup>39</sup>.

Oprócz państw członkowskich, które w różnym tempie i z różną determinacją podążają w kierunku dekarbonizacji i transformacji systemów energetycznych, nieodłączną częścią procesu przekształceń są europejskie koncerny (chemiczne, samochodowe i in.). W 2017 r. z inicjatywy KE zawiązано europejskie konsorcjum (uczestniczą w nim m.in. BASF, Renault, Siemens), którego celem jest produkcja baterii (EU Battery Alliance)<sup>40</sup>. Rozpoczęły prace pierwsze grupy robocze ds. R&D, łańcucha dostaw, finansów, handlu i in. z udziałem koncernów i przedstawicieli KE, a w 2018 r. ma zostać przedstawiona pierwsza „kompleksowa mapa drogowa” dla rozwoju współpracy, na którą UE ma zamiar przekazać 2,2 mld euro. Jest to przykład europejskiej odpowiedzi na światowe trendy i próba włączenia się do „wyścigu technologicznego”.

W obliczu zmian technologicznych, niosących długofalowe wyzwania i szanse dla europejskiego bezpieczeństwa energetycznego, nie zmniejsza się rola tradycyjnej geopolityki surowcowej. Więcej, dla Rosji, której myślenie o rynku energii i gazu jest silnie zakotwiczone właśnie w geopolityce, jest to kluczowy moment – odpowiednia strategia umożliwi jej utrzymanie dominującej pozycji na europejskim rynku jako dostawcy węglowodorów, a nawet wzmocnienie pozycji w innych segmentach (takich jak transport, dystrybucja). W strategii energetycznej do 2030 r. uznaje się, że najważniejszymi zewnętrznymi wyzwaniami dla Rosji są: 1) radykalna zmiana uwarunkowań na rynkach surowcowych – wzmocnienie konkurencji; 2) polityka zwiększania samowystarczalności energetycznej przez głównych importerów. Zarazem wewnętrznym wyzwaniem są potrzeby modernizacyjne sektora paliwowo-energetycznego – sprostanie im wymaga zaś utrzymania wysokich dochodów z eksportu ropy i gazu<sup>41</sup>. Władze Rosji są świadome, że kierunek transformacji energetycznej przyjęty przez część państw europejskich długofalowo wręcz zagraża bezpieczeństwu ekonomicznemu kraju. Podobnie jak inni kluczowi światowi eks-

<sup>38</sup> Znaczące są jednak różnice między państwami UE – od ponad 30% udziału OZE w takich państwach jak Szwecja, Finlandia, Łotwa po mniej niż 5% w Luksemburgu i na Malcie. Pakiet ustanowił cel 20% OZE w bilansie konsumpcji energii UE w 2020 r. i 10% w transporcie. Kolejny pakiet na 2030 r. określa cel dla UE na poziomie 27%.

<sup>39</sup> Dane za: European Environment Agency, *Renewable Energy in Europe 2017. Recent Growth and Knock-on Effects*, EEA Report 3/2017, Publications Office of the European Union, Luxembourg 2017, s. 5–6.

<sup>40</sup> URL<<https://www.euractiv.com/section/electric-cars/news/european-battery-alliance-launched-in-brussels/>>.

<sup>41</sup> W strategii Rosja wyraźnie koncentruje się na tradycyjnych segmentach sektora paliwowo-energetycznego, pomijając OZE jako jeden z możliwych kierunków rozwoju. URL<[http://www.energystrategy.eu/projects/docs/ES-2030\\_\(Eng\).pdf](http://www.energystrategy.eu/projects/docs/ES-2030_(Eng).pdf)>.

porterzy Rosja próbuje zmienić model gospodarki z opartej na zasobach surowcowych na gospodarkę opartą na innowacjach<sup>42</sup>.

Jako państwo naftowe i zarazem kraj o globalnych ambicjach geopolitycznych w pierwszej dekadzie XXI w. Rosja zgromadziła jedne z największych na świecie narodowych funduszy kapitałowych<sup>43</sup>. W okresie tym, charakteryzującym się wysokimi cenami ropy, nastąpiła w istocie spektakularna realokacja globalnego bogactwa, która wzmocniła państwa naftowe i możliwości ich oddziaływania w świecie. Rosja wykorzystywała tę sytuację dla odbudowy pozycji mocarstwowej, a polityka energetyczna stała się kluczowym narzędziem realizacji interesów strategicznych kraju zarówno w odniesieniu do bliskiej, jak i dalekiej zagranicy. W szczytowym momencie w 2013 r. 71% rosyjskiego eksportu przypadło na ropę i gaz, po czym spadek wartości eksportowanych węglowodorów spowodował zmniejszenie tego udziału zarówno w eksporcie, jak i w PKB<sup>44</sup>. W 2015 r. dochody budżetowe z sektora naftowego i gazowego spadły z poziomu 9,5% PKB do 7,3% PKB, a w kolejnych latach osiągały one wielkość 5,6% PKB w 2016 r. i 6,4% w 2017 r.<sup>45</sup> Dekoniunktura skutkowałą recesją gospodarczą w Rosji i skłoniła władze do podjęcia nadzwyczajnych środków, których celem stało się ograniczenie negatywnego wpływu spadku cen ropy (ale i sankcji) na sektor naftowo-gazowy<sup>46</sup>.

Podstawowym zatem ograniczeniem rosyjskiego systemu gospodarczego, mającego na celu zapewnianie korzyści gospodarczych i politycznych oraz długofalowe umocnienie dominacji geopolitycznej w środowisku międzynarodowym, jest uzależnienie jego funkcjonowania od globalnego kontekstu rynkowego, na który Rosja ma ograniczony wpływ. Decyzja o przyłączeniu się do limitów OPEC ma zatem za zadanie ratować sytuację gospodarczą w kraju. Równoległe dyplomacja energetyczna Rosji działa na rzecz zagwarantowania długookresowych (i najlepiej rosnących) przychodów z rynku europejskiego i ugruntowania pozycji rosyjskich koncernów naftowych i gazowych (tj. utrwalania ich roli dostawców ropy i gazu, ale i udziałowców w strategicznych spółkach i infrastrukturze energetycznej krajów importerów). Konieczna jest tym samym ekspansja eksportowa, ale i wzrost krajowych zdolności

<sup>42</sup> Kluczowy jest wzrost efektywności energetycznej gospodarki – w latach 2010–2035 intensywność energetyczna ma zostać obniżona o 50%, gdyż niezrealizowanie tego celu zgodnie ze słowami strategii „sprawi, że sektor energetyczny nieuchronnie stanie się barierą rozwoju społeczno-gospodarczego”. Do 2020 r. Rosja miała ograniczyć intensywność energetyczną o 40%, tymczasem redukcja nawet o 15% wydaje się nazbyt optymistycznym scenariuszem; ibidem.

<sup>43</sup> Zob. np. R. Newnham, „Oil, carrots, and sticks: Russia’s energy resources as a foreign policy tool”, *Journal of Eurasian Studies* 2011, nr 2, s. 142.

<sup>44</sup> Udział węglowodorów w dochodach eksportowych w 2015 r. wynosił 62%, a w 2017 r. już tylko 50%. Dane: World Bank Group, *Russia Economic Report*, nr 35, kwiecień 2016, s. 55; World Bank Group, *Russia’s Recovery: How Strong Are Its Shoots?*, *Russia Economic Report*, nr 38, listopad 2017, s. 21.

<sup>45</sup> World Bank Group, *The Russian Economy Inches Forward: Will That Suffice to Turn the Tide?*, *Russia Economic Report*, nr 36, listopad 2016, s. 24.

<sup>46</sup> Służyć temu miało m.in. uwolnienie rubla, które dla sektora węglowodorowego oznaczało wzrost konkurencyjności eksportu i redukcję kosztów produkcji. Średnie wydatki inwestycyjne (CAPEX) w rosyjskim sektorze ropy i gazu spadły w okresie 2014–2016 o 35%, wydatki operacyjne (OPEX) zaś o 45%. Ch. Granville, „Russia’s macroeconomic problems and the risks to the oil and gas sector”, *Oxford Energy Forum*, nr 107 (listopad 2016), s. 8.

produkcyjnych i eksportowych (to zaś wymaga napływu BIZ). Elementem tej strategii jest budowanie stref rosyjskich wpływów energetycznych za pomocą kontraktów długoterminowych, nowych tras transportu surowców czy aliansów strategicznych z koncernami państw UE, a przez to zwiększanie realnych możliwości wywierania presji politycznej za pomocą narzędzi energetycznych. Zewnętrzna polityka energetyczna formułowana jest bowiem na podstawie diagnozy interesów geopolitycznych Rosji i długofalowo ma prowadzić do ich realizacji. Batalia o Nord Stream 2 (NS2) stała się egzemplifikacją tego procesu.

Realizacja NS2<sup>47</sup> zapewni Rosji jeszcze większą dominację w dostawach gazu do UE, a także znaczące zmniejszenie roli (bądź nawet eliminację) dotychczasowych krajów tranzytowych, takich jak Ukraina, Słowacja czy Polska. Zaangażowanie koncernów z UE w projekt oraz silne wsparcie Niemiec jest gwarancją utrzymania dochodów z rynku (a zatem zwiększanie rosyjskich rezerw walutowych) przez najbliższe dekady. Projekt idealnie wpisuje się w rosyjską strategię budowania stref wpływu z wykorzystaniem narzędzi energetycznych, w tym umacniania zależności importowej UE. Daje też Rosji możliwość większego manipulowania dostawami (trasami dostaw) gazu do Europy i szkodenia (w sensie zarówno ekonomicznym, jak i politycznym) niektórym państwom europejskich<sup>48</sup>. Zarazem NS2 jest sprzeczny z ideą trzeciego pakietu liberalizacyjnego, polityką bezpieczeństwa dostaw, solidarności energetycznej UE czy w końcu zasadami unii energetycznej. Z tych względów w 2017 r. zarówno na szczeblach narodowych, jak i UE podejmowane były próby blokowania budowy gazociągu. Duńczycy w listopadzie przyjęli prawo o inwestycjach na dnie morza, zgodnie z którym rząd może nie wyrazić zgody na rurociągi przebiegające przez duńskie wody terytorialne, powołując się na względy bezpieczeństwa bądź polityki zagranicznej (a nie tylko, jak do tej pory, względy ekologiczne). Dania może zatem zablokować budowę 139 km odcinka NS2 w okolicach Bornholmu, co dla konsorcjum realizującego projekt oznaczałoby konieczność zmiany trasy, zatem zwiększyłyby koszty i tak wysoce kapitałochłonnego gazociągu. Nowa trasa (wody międzynarodowe i w pobliżu obszarów objętych programem Natura 2000) może jednak bardziej zagrażać ekosystemowi Bałtyku. W tym samym miesiącu KE złożyła propozycję nowelizacji dyrektywy gazowej, której efektem byłoby objęcie nowych gazociągów podmorskich w UE (a zatem NS2) regulacjami trzeciego pakietu liberalizacyjnego. Opłacalność projektu (zwłaszcza z perspektywy rosyjskiej geopolityki surowcowej, a zatem celów, dla których ten właśnie projekt jest realizowany) stanęłaby wówczas pod znakiem zapytania. Zresztą w przeszło-

<sup>47</sup> Druga nitka gazociągu podbałtyckiego łącząca Rosję (Ust-Luga) bezpośrednio z Niemcami (Greifswald) zwiększy możliwości eksportu tą trasą dwukrotnie – tj. o 55 mld m<sup>3</sup> rocznie. W kwietniu 2017 r. Nord Stream 2 AG podpisało porozumienie w sprawie finansowania projektu z pięcioma koncernami – ENGIE, OMV, Royal Dutch Shell, Uniper i Wintershall.

<sup>48</sup> Peter Polak zauważa, że NS2 będzie zagrażał ekonomicznie Ukrainie, a także dotychczasowym krajom tranzytowym i uczyni je bardziej podatnymi na rosyjskie naciski. Ponadto Europa połączona z Rosją dodatkową mocą przesyłową „nie będzie zainteresowana poszukiwaniem alternatywnych źródeł gazu przez następne dekady, zwłaszcza jeśli Gazprom zmodyfikuje ceny, by zwalczyć konkurencję”. P. Polak, „The trouble with Nord Stream 2. How the pipeline would benefit Russia at the EU’s expense”, *Foreign Affairs* z 23 sierpnia 2017 r.

ści w analogiczny sposób Gazprom musiał zrezygnować z budowy South Stream. W styczniu 2018 r. zakończono konsultacje w tej sprawie i stało się jasne, że wiele europejskich koncernów (w tym związane z realizacją projektu) jest przeciwnych zmianom.

Dlaczego w warunkach zmian technologicznych, zarówno tych długofalowych (większa efektywność energetyczna i dekarbonizacja), jak i średniookresowych (wykorzystanie LNG i „boomu łupkowego”), inwestuje się w rosyjski gaz, do tego eksportowany nowym, drogim podmorskim gazociągiem? Gaz może być zapewne paliwem przejściowym. NS2 może też pozwolić Niemcom na odgrywanie roli ważnego hubu gazowego w UE. Przede wszystkim jednak realizacja tego konkretnego projektu umacnia pozycję Rosji na wewnętrznym rynku gazu UE i umożliwia realizację rosyjskich interesów strategicznych. Tymczasem dokładna analiza działań rosyjskiej dyplomacji energetycznej zarówno w krajach UE, jak i wobec tzw. bliskiej zagranicy<sup>49</sup>, a także w sferze stosunków międzynarodowych (*vide* Gruzja, Ukraina, czy Syria) wyraźnie dowodzi różnych (często sprzecznych) wizji bezpieczeństwa po stronie tego państwa i Zachodu (NATO, UE).



Analiza współczesnych trendów popytowo-podażowych, a także działań największych importerów na rzecz długofalowej transformacji systemu energetycznego wskazuje, że przed państwami naftowymi pojawia się szereg wyzwań natury ekonomicznej i geopolitycznej. W perspektywie krótkookresowej kluczowe są wspólne działania tej grupy podmiotów rynkowych na rzecz wzrostu cen ropy i inwestycji w sektorze *up-stream*. Staje się to kwestią bezpieczeństwa zarówno ekonomicznego, jak i politycznego. Prawdziwym jednak długofalowym wyzwaniem strategii energetycznych eksporterów ropy i gazu jest przygotowanie ich gospodarek na transformację energetyczną i *peak oil demand*. Realizacja interesów państw naftowych wymaga zatem wielowymiarowych działań – nie tylko dostosowania strategii eksportowych, utrwalania wpływów na dotychczasowych rynkach zbytu, lecz także wewnętrznych reform strukturalnych. Działania Rosji w tym zakresie są dobrą egzemplifikacją tego procesu. Zarówno przyłączenie się do decyzji OPEC o limitach produkcji ropy, jak i umacnianie dominującej pozycji na rynku gazu UE i budowanie stref rosyjskich wpływów energetycznych za pomocą kontraktów długoterminowych, aliansów strategicznych czy nowych tras transportu służy realizacji interesów ekonomicznych i geopolitycznych kraju w warunkach globalnych zmian technologicznych w sektorze energetycznym.

---

<sup>49</sup> Szczegółowo np. A. Orbán, *Power, Energy, and the New Russian Imperialism*, Praeger Security International, Westport–London 2008.



---

TECHNOLOGICAL CHANGES VS. TRADITIONAL GEOPOLITICS  
ON THE GLOBAL AND EUROPEAN ENERGY MARKET

The aim of the article is to identify major demand-supply, technological as well as geopolitical trends in the oil and gas market. It is argued that the current relatively low oil prices, together with demand trends and the policy of energy transformation, will have long-term geostrategic implications for both exporters and importers of hydrocarbons. To verify this hypothesis, the author focuses first on an analysis of the petro-states' export policies as a response to current supply-demand and technological trends. In this respect, the OPEC's approach is discussed as well as Russia's perspective and its current energy geopolitics. Secondly, the article describes energy transformation policies of importers such as China and the EU. It provides an analysis of the co-relations between these two areas of importers' and exporters' energy policies and their consequences for global and regional energy markets.

**Keywords:** energy security, petro-state, Nord Stream, Russia, European Union, OPEC, renewable energy, oil prices, energy transformation, geopolitics

**Słowa kluczowe:** bezpieczeństwo energetyczne, państwo naftowe, Nord Stream, Rosja, Unia Europejska, OPEC, odnawialne źródła energii, cena ropy, transformacja energetyczna, geopolityka