

# Marcin Tarnawski

---

## Wpływ kształtowania się cen na wybranych rynkach gazu ziemnego na bezpieczeństwo energetyczne

---

Bezpieczeństwo : teoria i praktyka : czasopismo Krakowskiej Szkoły Wyższej  
im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego 10/1, 31-46

---

2016

Artykuł został opracowany do udostępnienia w internecie przez Muzeum Historii Polski w ramach prac podejmowanych na rzecz zapewnienia otwartego, powszechnego i trwałego dostępu do polskiego dorobku naukowego i kulturalnego. Artykuł jest umieszczony w kolekcji cyfrowej [bazhum.muzhp.pl](http://bazhum.muzhp.pl), gromadzącej zawartość polskich czasopism humanistycznych i społecznych.

Tekst jest udostępniony do wykorzystania w ramach  
dozwolonego użytku.



## **Marcin Tarnawski**

Uniwersytet Jagielloński w Krakowie

# Wpływ kształtowania się cen na wybranych rynkach gazu ziemnego na bezpieczeństwo energetyczne

## Wprowadzenie

Sprawy bezpieczeństwa energetycznego są współcześnie jednym z najbardziej kontrowersyjnych tematów życia politycznego. Jednak problem bezpieczeństwa na rynkach energii nie dotyczy tylko dywersyfikacji dostawców czy zapewnienia ciągłości dostaw surowca. Bardzo ważną kwestią jest sposób kształtowania się cen surowca na rynku. Ponieważ cena jest istotnym elementem dyskusji o bezpieczeństwie energetycznym, nie można o niej zapominać w dyskusji naukowej. W związku ze specyfiką rynku gazu ziemnego i funkcjonowaniem rynków regionalnych, nie ma obecnie uniwersalnego mechanizmu cenowego. Na rynku europejskim, amerykańskim oraz azjatyckim cena gazu ziemnego kształtuje się w odmienny sposób. Niniejsze opracowanie składa się z trzech zasadniczych części. W pierwszej omówione zostaną bieżące rozważania dotyczące bezpieczeństwa energetycznego, a poruszona tematyka będzie odnosić się głównie do mechanizmów kształtowania się cen i ich wpływu na bezpieczeństwo. Część druga to przedstawienie specyfiki rynku europejskiego w zakresie ustalania ceny surowca, natomiast część trzecia dotyczy rynku amerykańskiego, wspomniane zostaną również rozwiązania na rynku azjatyckim. Z racji ograniczeń związanych z formą niniejszego opracowania przedstawione zostaną tylko najważniejsze aspekty mechanizmów cenotwórczych na poszczególnych rynkach, pozostała tematyka zostanie tylko zasygnalizowana (np. wpływ rewolucji łąpkowej i rozwój rynku LNG).

Zasadniczym celem opracowania jest przedstawienie mechanizmów kształtowania się cen na wybranych regionalnych rynkach gazu oraz wyjaśnienie podstawowych różnic między nimi. Podstawowa teza artykułu odnosi się do braku możliwości ujednoczenia mechanizmu cenowego w skali świata z racji występowania różnic na rynkach regionalnych. Są to m.in.: inna struktura dostawców i odbiorców, handel surowcem w różnych formach, inny etap transformacji energetycznej w poszczególnych państwach i związane z tym różne priorytety w zakresie preferowanego źródła energii. Należy jednak zaznaczyć, że pewne zjawiska, np. szersza dostępność LNG, powodują ewolucję mechanizmów na rynkach regionalnych, co w założeniu ma przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego.

## Bezpieczeństwo energetyczne

Problematyka bezpieczeństwa energetycznego ewoluowała wraz ze wzrostem uzależnienia współczesnych gospodarek od energii otrzymywanej z paliw kopalnych. Początkowo odnosiła się do zakłóceń w międzynarodowych dostawach ropy naftowej. Natomiast kilkadziesiąt lat temu praktycznie nikt nie sądził, że państwa europejskie będą miały problem z gazem ziemnym. Funkcjonowało tak wielu dostawców, że problem braku surowca był marginalny. Punktem krytycznym stały się wydarzenia z lat 70. XX w. Regionem o największym potencjale zakłóceń stał się Bliski Wschód. Druga kwestia odnosi się do potencjalnych przyczyn przerw w dostawach surowca, a były nimi decyzje polityczne oraz niekontrolowane wydarzenia, takie jak wojny czy rewolucje. Wreszcie sprawa trzecia, czyli czas, do którego się odnosimy. Jeszcze kilkanaście lat temu myślano głównie w perspektywie krótkoterminowej, co najwyżej – średnio-terminowej<sup>1</sup>. Przyglądając się rozważaniom R. Mabro z perspektywy czasu, należałoby dokonać korekt klasycznego podejścia w zasadzie w każdym z trzech punktów. Przede wszystkim realne stało się zagrożenie związane z przerwami dostaw gazu ziemnego (odnosi się to szczególnie do Europy). Jest to odzwierciedleniem bardziej ogólnego problemu. Poleganie tylko na dostawach gazu rurociągami może wiązać się z większym ryzykiem niż poleganie tylko na dostawach LNG. Można tutaj przytoczyć problem konfliktu rosyjsko-ukraińskiego, który zresztą miał konsekwencje dla całej Europy, czy zaspokajanie konsumpcji gazu przez Japonię, która korzysta wyłącznie z importu LNG. Po drugie, dzisiejsza niestabilność dostaw to nie tylko kwestia sytuacji na Bliskim Wschodzie. Na przełomie XX i XXI w. do grona czołowych producentów ropy i gazu weszły państwa, które trudno uznać za stabilne czy przewidywalne. Odnosi się to do państw afrykańskich czy powstałych po upadku Związku Radzieckiego, ponadto problematyczna staje się kwestia pewności dostaw z Rosji czy Wenezueli. Zresztą współcześnie bezpieczeństwo to nie tylko strona podaży (dostawców), najważniejsza jest równowaga popytu i podaży, stąd ogromne zainteresowanie funkcjonowaniem międzynarodowych rynków surowców energetycznych. Wreszcie, po trzecie, bezpieczeństwo energetyczne zyskało wymiar długoterminowy. Współczesna nauka wskazuje na istotną sprzeczność między wzrostem zapotrzebowania na

---

<sup>1</sup> R. Mabro, *Oil security and oil prices. Implications for Asia*, IEEJ Conference, Tokyo, 25 November 2005, s. 1–3.

energię (zaspokajaną przez spalanie węglowodorów) a unikaniem ingerencji w środowisko naturalne. Problemem nie są więc tylko krótkoterminowe przerwy w dostawach surowców, ale destrukcyjny wpływ spalania ropy (czy gazu) na klimat. Stąd tak duże zainteresowanie polityką klimatyczną<sup>2</sup>.

Sprawy bezpieczeństwa energetycznego wywołują poczucie strachu, a ten wydaje się najgorszym doradcą. Najważniejsze czynności, które były, są i zapewne długo jeszcze będą podejmowane w celu poprawy bezpieczeństwa energetycznego, obejmują: tworzenie strategicznych zapasów ropy naftowej i gazu ziemnego, jasne procedury uwalniania zapasów w sytuacji kryzysowej, dywersyfikację źródeł zaopatrzenia w ropę i gaz oraz promocję efektywności w używaniu surowców. W grę wchodzi jeszcze umowy dotyczące awaryjnego dzielenia się zapasami surowca (ang. *emergency oil sharing agreement*), które wprawdzie są bezkosztowe, jednak nie dają pewności otrzymania surowca w sytuacji kryzysowej<sup>3</sup>. Współczesne rynki finansowe to również możliwość zabezpieczania się przed wysokimi cenami i niedoborami surowca (ang. *hedging*). Jednak w tym przypadku również istnieją granice (ceny mogą rosnąć zbyt wysoko lub wystąpią ograniczenia w magazynowaniu surowca), które powodują, że brak jest gwarancji skuteczności tego instrumentu<sup>4</sup>. Zupełnie innym rozwiązaniem jest współpraca międzynarodowa, np. w ramach organizacji międzynarodowych (takich jak *International Energy Agency*, IEA). Jednak w tym przypadku wyłania się kwestia powszechności organizacji i problem z wykonywaniem jej zaleceń. Członkami IEA jest tylko 29 państw, a dwa państwa, gdzie konsumpcja energii rośnie najszybciej (Chiny i Indie), pozostają poza organizacją. Oczywiście część zaleceń organizacji międzynarodowych (IEA) wydaje się jak najbardziej słuszna, a pomysły zwiększania zapasów strategicznych w okresie niskich cen ropy czy poprawy efektywności energetycznej są stosowane również przez państwa niebędące członkami IEA<sup>5</sup>.

Ostatnia dekada na rynkach surowców energetycznych przyniosła ogromne nadzieje związane z poprawą bezpieczeństwa energetycznego za sprawą niekonwencjonalnych zasobów surowców energetycznych. Należy jednak zaznaczyć, że przypadek Stanów Zjednoczonych, które osiągnęły na tym polu ogromny sukces, nie jest reprezentatywny i trudno go odnosić do pozostałych państw. Eksploatacja niekonwencjonalnych zasobów gazu i ropy przyniosła poprawę bezpieczeństwa energetycznego Stanów Zjednoczonych, jednak nie stały się one państwem samowystarczalnym energetycznie. Wprawdzie gaz na rynku amerykańskim jest relatywnie tani, a w niedługim czasie rozpocznie się eksport tego surowca, to jednak z racji ograniczeń regionalnych rynków gazu nie ma to bezpośredniego przełożenia na poprawę bezpieczeństwa innych państw-konsumentów gazu. Chociaż amerykańska ropa niekonwencjonalna istotnie przyczyniła się do rekordowo niskich cen surowca na świecie, to jednak Stany Zjednoczone są nadal zmuszone do importowania ropy<sup>6</sup>. Nawet gdyby Amerykanie uniezależnili się od importu ropy naftowej, to istnieje ryzyko, że

<sup>2</sup> D. Robinson, *Energy Security Revisited*, „Oxford Energy Forum”, Issue 100, May 2015, s. 40.

<sup>3</sup> M. Young, *Oil that limits supply disruptions. Emergency Stocks*, „Journal of the International Energy Agency”, Issue 7, 4<sup>th</sup> quarter 2014, s. 16–17.

<sup>4</sup> H. Hamner, R. Stephens, *Hedging in Today's Market*, „Oil & Gas Financial Journal”, October 2015.

<sup>5</sup> Por. *Energy Efficiency Market Report 2015*, OECD/IEA, Paris 2015.

<sup>6</sup> T. Młynarski, M. Tarnawski, *Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku*, Warszawa 2016, s. 44–52 oraz 91–96.

stracą zainteresowanie Bliskim Wschodem, skąd pochodzi jedna piąta importowanej przez nich ropy naftowej, co w konsekwencji doprowadzi do destabilizacji politycznej w tym regionie i negatywnie wpłynie na bezpieczeństwo energetyczne państw, które z Bliskiego Wschodu sprowadzają surowiec.

Mając obecnie miejsce spadki cen ropy na światowych rynkach wpływają na decyzje inwestycyjne w zakresie eksploatacji kolejnych pól naftowych, jednak nie należy się spodziewać, że wzrośnie ryzyko zaprzestania nowych inwestycji i niedoboru surowca. Kwestie pozacenowe w przypadku wielu państw (np. Arabii Saudyjskiej, Rosji) są o wiele ważniejsze, niż się wydaje. Wydobycie zależy więc przede wszystkim od podjętych w przeszłości decyzji inwestycyjnych oraz decyzji politycznych. Eksploatacja konwencjonalnych złóż ropy naftowej to proces wieloletni, zainwestowane nakłady muszą się zwrócić w dłuższym okresie, chwilowy (kilku-, kilkunastomiesięczny) spadek cen nie wydaje się podstawą do zaprzestania wydobycia, tym bardziej jeśli inwestycja jest kredytowana. Natomiast kwestie polityczne dotyczą planowanych dochodów budżetowych związanych z eksportem surowca i konstrukcją systemu podatkowego czy monokulturowego charakteru gospodarki danego państwa<sup>7</sup>.

Bezpieczeństwo na rynku gazu ziemnego jest jednak o wiele bardziej skomplikowane niż podobne kwestie związane z ropą naftową. Wynika to przede wszystkim z dwóch powodów. Po pierwsze, właściwości fizyczne gazu powodują, że jest on trudny w transporcie. W dłuższej perspektywie spowodowało to wykształcenie się regionalnych rynków surowca, z których każdy charakteryzuje się innymi cechami. Po drugie, ze względu na rozpowszechnianie się technologii LNG następują głębokie zmiany na rynkach gazu i dotychczasowe reguły ulegają podważeniu. Stąd wynika ogromna niepewność co do przyszłości i konieczność ponownego zdefiniowania problemu bezpieczeństwa energetycznego na rynku gazu. Największe zmiany dotyczą mechanizmów kształtowania się cen na rynkach regionalnych. Sam spadek cen surowca, który jest pożądany przez nabywców, nie jest w tym przypadku najważniejszy, chociaż bardzo istotny – jeśli wziąć pod uwagę ten element definicji bezpieczeństwa energetycznego, który mówi o zapewnieniu nieprzerwanych dostaw surowca po akceptowalnej (relatywnie niskiej) cenie.

## Mechanizmy ustalania cen na europejskim rynku gazu

Handel gazem w Europie jest ściśle powiązany z kwestiami politycznymi, stąd należy dokonać rozróżnienia między ryzykiem przerwania dostaw wynikającym ze sporów dotyczących realizacji umów a ryzykiem wynikającym z konfliktów politycznych (militarnych) między państwami. Pierwsze odnoszą się tylko z pozoru do spraw politycznych, w rzeczywistości dotyczą kwestii *stricto* ekonomicznych, takich jak wysokość ceny czy ilość dostarczanego surowca. Spory polityczne pojawiają się w momencie, gdy główną osią konfliktu nie jest sprawa surowca (gazu)<sup>8</sup>. Ponadto,

<sup>7</sup> G. Bahgat, *The Drop in Oil Prices: Economic and Strategic Implications*, 20 November 2014, <http://www.isn.ethz.ch/Digital-Library/Articles/Detail/?id=185549> [dostęp: 06.02.2016].

<sup>8</sup> *The Prospects for International Trade in Natural Gas*, [w:] *Natural Gas: An International Perspective*, ed. by R. Mabro, OIES, Oxford 1986, s. 19.

w drugim przypadku, gaz może być wykorzystywany jako instrument realizowania celów polityki zagranicznej. Konflikt rosyjsko-ukraiński jest z kolei połączeniem kwestii ekonomicznych i politycznych. Przy okazji tego sporu można wyraźnie dostrzec wszystkie problemy rynku europejskiego: coraz większe znaczenie rosyjskiego gazu w Europie, uzależnienie części państw od dostaw z jednego kierunku, potrzebę dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w surowiec, kwestie ustalania cen w kontraktach czy tworzenie się rynku handlu surowcem. Podczas gdy dyskusje polityczne w Europie dotyczą bezpieczeństwa gazowego w kontekście sporu rosyjsko-ukraińskiego, podmioty zaangażowane na rynku gazu dostrzegają zupełnie inny problem. Spadające zapotrzebowanie na surowiec, dające się zauważyć już od 2009 r., powinno mieć decydujące znaczenie dla ułożenia nowych relacji między dostawcami a odbiorcami surowca. Do przyczyn tego zjawiska zaliczyć możemy kryzys gospodarczy oraz zwiększającą się efektywność energetyczną gospodarki.

W 2014 r. konsumpcja gazu w 28 państwach UE spadła o 10% w stosunku do 2013 r., największe spadki zanotowano w Słowacji, Grecji, Estonii, Szwecji i Danii. Najwięksi producenci gazu w UE w 2014 r. to: Holandia (55,8 mld m<sup>3</sup>), Wielka Brytania (36,6 mld m<sup>3</sup>) oraz Rumunia (11,4 mld m<sup>3</sup>). Pozostająca poza UE, Norwegia wydobyla 108,8 mld m<sup>3</sup> gazu w 2014 r., z czego większość została przeznaczona na eksport do państw UE (ok. 100 mld m<sup>3</sup>)<sup>9</sup>. Norwegia jest też największym dostawcą na rynek UE (odpowiada za 30,8% unijnego importu gazu). Znaczące udziały w eksporcie gazu do państw UE mają jeszcze: Rosja (15,2%), Ukraina (14,1%), Białoruś (13,7%). Jednak w przypadku dwóch ostatnich państw faktycznie chodzi o gaz rosyjski (łącznie ok. 121 mld m<sup>3</sup> gazu sprzedanego do państw UE w 2014 r.). Wskaźnik zależności energetycznej w zakresie gazu ziemnego (ang. *natural gas dependency index*) dla 28 państw UE wyniósł w 2014 r. 67%, natomiast dla 17 państw członkowskich jest wyższy niż 90%<sup>10</sup>. Realną alternatywą dla państw UE staje się LNG, który w II dekadzie XXI w. przechodzi okres boomu. Uruchamiane w ostatnich latach terminale LNG w Europie wraz z osłabieniem popytu na gaz w Azji, początkiem eksportu LNG przez USA oraz ogromnymi inwestycjami w terminale eksportujące LNG w Australii, prawdopodobnie zwiększą bezpieczeństwo energetyczne państw UE i w znacznym stopniu będą odpowiadać za dywersyfikację źródeł zaopatrzenia w surowiec. Tym bardziej że sytuacja na południe od Europy pozostawia wiele do życzenia: Egipt zmniejsza wydobycie gazu i przestawia się na jego import, eksport z Libii jest niepewny z powodu niestabilnej sytuacji politycznej, natomiast wydobycie i eksport gazu z Algierii spada z powodu problemów technologicznych i braku inwestycji w nowe złoża<sup>11</sup>.

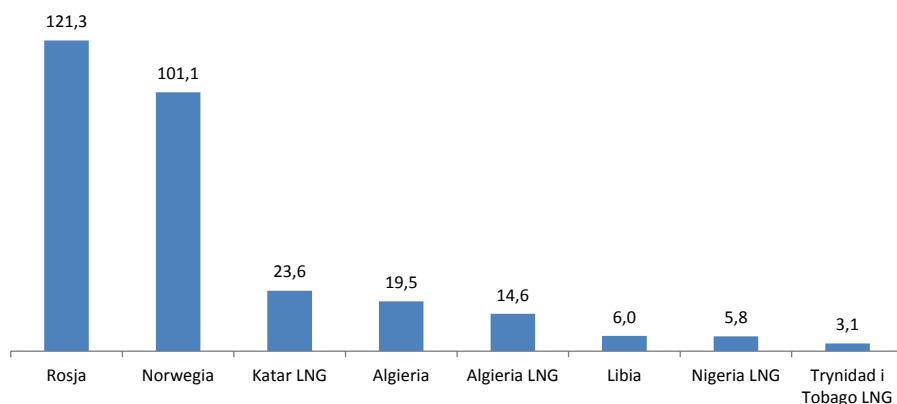
Powyższe rozważania nieuchronnie prowadzą do sprawy najistotniejszej z punktu widzenia konsumenta, czyli ceny, formuły jej ustalania (ang. *pricing*) i bezpieczeństwa cenowego (ang. *pricing security*). Za wyjątkiem Wielkiej Brytanii, gdzie właśnie dobiega końca mechanizm związany z kombinacją kosztów i inflacji, w większości państw Europy (przez prawie trzy dekady) obowiązywały mechanizmy, które wiązały cenę gazu ziemnego z ropą naftową (ang. *oil linked contracts*). Ten specyficzny

<sup>9</sup> BP *Statistical Review of World Energy*, June 2015, s. 22–28.

<sup>10</sup> *Natural gas consumption statistics*, June 2015, Eurostat.

<sup>11</sup> J. Stern, *European gas security in historical perspective*, „Oxford Energy Forum”, Issue 100, May 2015, s. 42–43.

mechanizm w długoterminowych kontraktach chronił konsumentów przed nagłymi (i krótkoterminowymi) zmianami cen – przez uśrednianie ceny i przesuwanie zmian w czasie. Jednak formuła ta stała się nie do utrzymania po 2008 r. ze względu na wystąpienie głębokiej recesji gospodarczej, wywołanej przez spadek popytu, nadwyżkę podaży oraz wysokie ceny ropy naftowej. W konsekwencji na rynku europejskim dokonano się liberalizacja rynku i pojawiły się hurtowe rynki handlu gazem (ang. *gas hub*)<sup>12</sup>. Gaz stał się dostępny w hubach po cenach nawet do 50% poniżej poziomów kontraktów opartych na ropie (oraz cen z 2009 r.). Te mechanizmy (ang. *hub pricing*) obecnie dominują w Europie północno-zachodniej i centralnej. Podstawowe mechanizmy chroniące konsumentów przed ryzykiem krótkookresowych wahań cen to regulacje prawne oraz konkurencja na rynku detalicznym, chociaż ten ostatni sposób jest charakterystyczny tylko dla Wielkiej Brytanii<sup>13</sup>.



Wykres 1. Najwięksi dostawcy gazu do państw UE (dane za 2014 r. w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy*, June 2015.

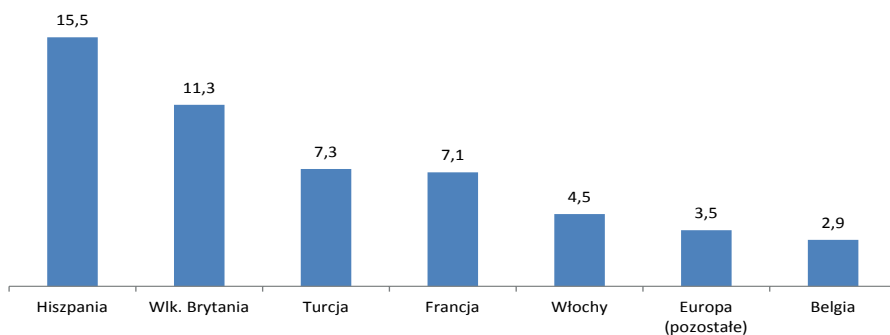
Rosyjsko-ukraińskie kryzysy gazowe z 2006 i 2009 r. były głównie sporami w zakresie kwestii ekonomicznych i dotyczyły zapisów kontraktowych, w szczególności cen surowca i opłat tranzytowych. Oczywiście w tle oficjalnych komunikatów pojawia się kontekst polityczny związany z utrzymaniem rosyjskiej strefy wpływów w Europie Wschodniej wyrażający się m.in. w kontrolowaniu szlaków tranzytu rosyjskich surowców do Europy<sup>14</sup>. Natomiast sytuacja z przełomu lat 2014 i 2015 miała zupełnie inny kontekst: doszło do załamania stosunków politycznych, włącznie z militarną obecnością rosyjskich sił na terytorium Ukrainy. Ponadto, w rozwiązanie sporu

<sup>12</sup> J. Stern, H. Rogers, *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe*, NG 49, OIES, March 2011, s. 3–9.

<sup>13</sup> *Wholesale gas market*, „Quarterly Report on European Gas Market”, Vol. 7, Issue 3, DG Energy, 2014, s. 18–29.

<sup>14</sup> J. Stern, *The Russian-Ukrainian gas crisis of January 2006*, OIES, January 2006; J. Stern, S. Pirani, K. Yafimava, *The Russo-Ukrainian Gas Dispute of January 2009: A Comprehensive Assessment*, NG 27, OIES, February 2009.

(energetycznego) włączyły się instytucje Unii Europejskiej<sup>15</sup>. Rosja stanęła na stanowisku, że Ukraina nie daje wystarczających gwarancji pewności tranzytu surowca do państw europejskich, w związku z czym należy stopniowo ograniczać tranzyt przez Ukrainę na rzecz innych szlaków. Przez dekady Rosja budowała takie możliwości, więc znalezienie alternatywnych tras nie stanowiło problemu – przez Białoruś i Polskę (gazociąg Jamał), przez Morze Bałtyckie (Nord Stream), przez Morze Czarne (Blue Stream). Jedynie projekt South Stream (gazociąg do Bułgarii przez Morze Czarne) napotkał na opór ze strony Komisji Europejskiej, a planowany jako alternatywa Turkish Stream został zawieszony w związku z kryzysem politycznym w relacjach z Turcją (zestrzelenie przez tureckie samoloty rosyjskiego bombowca w listopadzie 2015 r.)<sup>16</sup>.



Wykres 2. Państwa importerzy LNG w UE (dane za 2014 r. w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy*, June 2015.

Spór na wschodzie kontynentu ma jednak głębszy wymiar, w Europie dokonuje się rewolucja w zakresie mechanizmów ustalania cen gazu na rynku. Rosja, mająca dotąd dość mocną pozycję, z preferowanymi długoterminowymi kontraktami indeksowanymi do ceny ropy oraz sprawująca kontrolę nad sporą częścią infrastruktury przesyłowej, musi dostosowywać się do nowych reguł, które obowiązują już w Europie północnej i zachodniej. Nie bez znaczenia pozostaje tutaj aktywność Komisji Europejskiej i regulacje przyjmowane na poziomie Unii Europejskiej. Jeśli dodać do tego popularność LNG, wyłania się obraz europejskiego rynku, na którym zaczyna znikać dominacja jednego dostawcy. Rynek europejski wolno ewoluuje w kierunku liberalizacji i mechanizmów charakterystycznych dla rynku północnoamerykańskiego. Pierwsze terminale LNG powstały jeszcze na przełomie lat 60. i 70. XX w. w Hiszpanii (Barcelona LNG, 1968 r.), we Włoszech (Panigaglia LNG, 1971 r.) oraz we Francji (Fos Tonkin LNG, 1972 r.)<sup>17</sup>. W połowie lat 80. XX w. tylko trzy państwa europejskie importowały gaz LNG (ok. 13 mld m<sup>3</sup> rocznie), obecnie dziewięć państw importuje ponad

<sup>15</sup> V. Socor, *More Competition, Less Expensive Russian Gas in Ukraine's Market*, „Eurasia Daily Monitor”, Vol. 12, Issue 62, April 2015.

<sup>16</sup> *Putin approves economic sanctions against Turkey following downing of Russian warplane*, [za:] „Russia Today”, 28 November 2015; K. Oroschakoff, *Russia-Turkey energy relationship at risk*, „Politico”, 25 November 2015.

<sup>17</sup> *GLE Investment Database 2005–2015*, GLE, December 2015.



53 mld m<sup>3</sup> (dane za 2014 r.). Kolejne otwierają nowe terminale (Litwa, Polska), co będzie miało istotne znaczenie dla rynku w państwach Europy Środkowo-Wschodniej, gdzie dotychczas Gazprom miał pozycję dominującą<sup>18</sup>.

Początek europejskiego rynku gazu wyznacza odkrycie pierwszych złóż gazu w Holandii (Groningen) w 1959 r. W latach 60. XX w. Algieria rozpoczęła dostawy LNG do Francji i Wielkiej Brytanii, a w 1968 r. ZSRR rozpoczął dostawy gazu do Austrii<sup>19</sup>. Obecna struktura rynku w Europie ukształtowała się pod wpływem działań OPEC i kryzysów naftowych lat 70. XX w. Reakcją państw europejskich było powiązanie ceny gazu ziemnego z ceną ropy naftowej. Posunięcie to w poważny sposób ograniczyło rozwój rynku transakcji bieżących (*spot*) gazu ziemnego w Europie. Długie łańcuchy dostaw do państw europejskich (występowanie pośredników), przesyłanie gazu gazociągami oraz mała elastyczność rynku powodują, że istotnego znaczenia nabiera bezpieczeństwo dostaw, a kwestia ich dywersyfikacji jest najważniejszym problemem.

Ze względu na dość wysokie koszty transportu i magazynowania gazu, specyficzne mechanizmy cenowe, które wykształciły się w Europie, doprowadziły do powstania całego kompleksu przemysłowego opartego na wydobyciu, transporcie, magazynowaniu i dystrybucji surowca. Własne zasoby gazu posiadały jedynie Norwegia, Wielka Brytania i Holandia – i tylko te państwa były w stanie eksportować nadwyżki surowca. W konsekwencji powstała infrastruktura łącząca centra wydobycia z miejscami konsumpcji gazu. Koszty budowy infrastruktury w zasadniczy sposób wpłynęły na powstanie charakterystycznych stosunków między dostawcami a odbiorcami, które przybrały formułę długoterminowych umów z ustalonym mechanizmem cenowym (z opcją arbitrażu międzynarodowego). Formuła cenowa opierała się na cenie ropy naftowej z możliwością jej rewizji, najczęściej co trzy lata (tzw. *re-openers*). Umowy zawierały również tzw. roczne ilości kontraktowe (ang. *Annual Contract Quantity*, ACQ) z obligatoryjną kwotą wypełnienia kontraktu (ang. *Take or Pay*, TOP, pol. „bierz lub płać”) na poziomie ok. 89–90% ACQ. W ten sposób nabywca gazu brał na siebie ryzyko ceny, natomiast sprzedawca ponosił ryzyko dostarczenia odpowiedniej ilości surowca. Tzw. formuła Groningen zawierała zapisy dotyczące obniżenia ryzyka ceny przez trzymiesięczne opóźnienie w stosowaniu benchmarku ropy naftowej, składającego się z uśrednionej ceny w ostatnich 6 (lub 9) miesiącach. To w znacznym stopniu eliminowało ryzyko zmienności ceny gazu. Należy pamiętać, że złoża Groningen były dość łatwo dostępne, stąd względnie niskie koszty eksploatacji surowca i dość duży zysk przedsiębiorstw zajmujących się wydobyciem. W przeciwieństwie do mechanizmów opartych na cenie produktów naftowych, rynek brytyjski stworzył reguły, które musiały uwzględnić interesy znacznej liczby producentów gazu oraz państwowego monopolisty: British Gas Corporation. W związku z wyższymi kosztami eksploatacji morskich złóż, zmodyfikowano mechanizm Groningen, pozbawiając go odniesienia do ceny produktów naftowych. Z kontraktów w Wielkiej Brytanii zniknęły okresowe przeglądy

<sup>18</sup> C. Harrison, Z. Princova, *A quiet gas revolution in Central and Eastern Europe*, 29 October 2015, <http://www.energypost.eu/quiet-revolution-central-eastern-european-gas-market>, [dostęp: 10.02.2016].

<sup>19</sup> I. Crownshaw, J. Marstrand, M. Pirovska, *Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe*, OECD/IEA, May 2008, s. 13.

cen, natomiast pozostawiono długie okresy, na które zawierano umowy. Cenę surowca natomiast powiązano głównie z inflacją<sup>20</sup>.

Liberalizacja rynku gazu rozpoczęła się od Wielkiej Brytanii w 1986 r., wtedy też powstał *British National Balancing Point* (NBP), na którym wyznaczano cenę gazu (ang. *Heren index price*). W tym czasie jedynym dostępnym wyznacznikiem ceny w Europie kontynentalnej był niemiecki BAFA (ang. *German Border price*), gdzie od 1983 r. notowano ceny gazu ziemnego importowanego z Rosji, Holandii i Norwegii. W październiku 1998 r., w związku z otwarciem *Bacton Zeebrugge Interconnector*, połączone zostały systemy gazowe kontynentalny z brytyjskim. W zakresie formuły cenowej rynek brytyjski coraz częściej korzystał z odniesienia ceny gazu do ceny ropy naftowej, chociaż nadal notowane były kontrakty oparte na inflacji. Przez kolejną dekadę rynek europejski w zasadzie się nie zmieniał, chociaż pojawiały się oznaki zbliżającej się rewolucji w handlu gazem. Po pierwsze, europejscy odbiorcy przemysłowi wdrażali technologie, które pozwalały stosować wymiennie, w zależności od ceny, ropę i gaz. W konsekwencji dostawcy gazu musieli być przygotowani na ryzyko poniesienia kosztów w kontraktach TOP z eksporterami. Po drugie, na rynku od 2009 r. pojawia się gaz w formie LNG z Kataru, Peru czy Indonezji, który pierwotnie miał być przeznaczony na rynek amerykański, ale w związku z rewolucją łupkową musiał zostać skierowany na inne rynki. Przez brytyjski system gazowy nadwyżki surowca zaczęły się pojawiać na rynku kontynentalnej Europy. Zbiegło się to w czasie ze staraniami regulatora holenderskiego rynku, aby uruchomić *hub* gazowy, który miał być centrum handlu gazem w Holandii. W ten sposób w Europie zaczęły się tworzyć regionalne centra obrotu gazem. Obecnie istotne znaczenie mają (oprócz wspomnianego brytyjskiego NBP): holenderski TTF (*Title Transfer Facility*, powstały w 2003 r.), niemieckie NCG (*Net Connect Germany*, powstały w 2003 r.) i Gaspol (od 2005 r.) oraz francuski PEG Nord (od 2003 r.)<sup>21</sup>. W ten sposób europejski system handlu gazem jest hybrydą, na której handluje się gazem pochodzącym z: Rosji (ponad 100 mld m<sup>3</sup> rocznie, kontrakty długoterminowe, formuła cenowa oparta na ropie), Norwegii (ok. 100 mld m<sup>3</sup> rocznie, kontrakty w fazie transformacji na formułę *spot*), państw afrykańskich (ok. 17 mld m<sup>3</sup> rocznie, cena oparta na ropie) oraz LNG (ok. 27 mld m<sup>3</sup> rocznie, kontrakty *spot*), przy niewielkim zaspokajaniu popytu wydobyciem własnym. Oczywiście nie jest to rynek doskonale konkurencyjny (taki jak chociażby w Stanach Zjednoczonych), należy pamiętać o jego wadach. Najważniejsza to niepełna integracja rynków krajowych państw europejskich – na przeszkodzie stoi głównie brak połączeń międzysystemowych, szczególnie odczuwalny w Europie Środkowo-Wschodniej.

Warto również dodać, że ogromny wpływ na rynek gazu w Europie mają inicjatywy Unii Europejskiej. Od lat 80. XX w. UE wprowadza regulacje prawne mające na celu stworzenie zliberalizowanego rynku energii, które miały przyczynić się do zwiększenia konkurencyjności gospodarki. Tzw. Pierwsza Dyrektywa Gazowa, przyjęta w maju 1998 r., zawierała wstępne zapisy dotyczące reguł dostępu do sieci przez podział przedsiębiorstw oraz wstępne warunki tzw. dostępu podmiotów trzecich do sieci (ang. *Third Party Access*, TPA). Druga Dyrektywa Gazowa, przyjęta w czerwcu

<sup>20</sup> A. Correljé, C. van der Linde, T. Westerwoudt, *Natural Gas in the Netherlands: From Cooperation to Competition?*, Amsterdam 2003, s. 89–95.

<sup>21</sup> J. Stern, H. Rogers, *The Dynamics of a Liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players*, NG 94, OIES, December 2014, s. 2–15.

2003 r., miała za cel przyspieszenie procesów liberalizacji dostępu do rynku dla klientów biznesowych (2004 r.) oraz pozostałych (2007 r.). Ponadto wprowadzono zapisy nakazujące podział przedsiębiorstw na zarządzające infrastrukturą (siecią) oraz dostarczające energię (gaz), a rynek poddano kontroli niezależnego regulatora. We wrześniu 2005 r. pojawiło się Rozporządzenie nr 1775 uszczegóławiające regułę TPA (zasada przejrzystości, mechanizmy alokacji zdolności przesyłowych oraz procedury zarządzania ograniczeniami w przesyłce). Niestety, do sprawnego wprowadzania regulacji w życie zabrakło zaangażowania rządów państw członkowskich UE. Trudności polegały na braku możliwości wpływania organów UE na kontrakty gazowe, stąd osiągnięcie konkurencyjnego i transparentnego rynku wydawało się niemożliwe. Jednak w lipcu 2009 r. przyjęto tzw. Trzeci Pakiet Energetyczny, w którego skład weszły Trzecia Dyrektywa Gazowa oraz Rozporządzenie 715<sup>22</sup>. Dyrektywa obligowała przedsiębiorstwa zajmujące się handlem i dystrybucją do rozdziału swoich aktywów lub sprzedaży ich podmiotom niezwiązanym, co poddano ścisłemu nadzorowi krajowych regulatorów. Stworzono agencję ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*), której celem jest koordynacja pracy krajowych organów regulacyjnych oraz urzeczywistnienie jednolitego rynku energii w UE. Rozporządzenie natomiast zawiera techniczne warunki funkcjonowania zliberalizowanego rynku: procedury przyznawania dostępu do sieci (tzw. punkty wejścia i wyjścia), zarządzanie ograniczeniami dostępu, równoważenie taryf, interoperacyjność, bezpieczeństwo sieci, rozliczanie między operatorami czy procedury w sytuacjach awaryjnych<sup>23</sup>.

W efekcie wdrożenia prawodawstwa europejskiego państwa członkowskie UE są zobowiązane do zapewnienia uprawnionym odbiorcom prawa dostępu do usług sieciowych (reguła TPA). Głównym powodem, dla którego zwlekano z wprowadzeniem zapisów Dyrektywy w życie była obawa przed utratą wpływów w sektorze energetycznym. Bardzo dużą rolę odgrywały kontrakty na dostawę gazu, jakie firmy zawierały z dostawcami surowca. Kontrakty te w zdecydowanej większości były tzw. kontraktami długoterminowymi (zawierane często nawet na 15 czy 20 lat). Tak długi okres ich obowiązywania miał zapewnić inwestorom zwrot kosztów inwestycji (budowy sieci gazociągów). Cechą charakterystyczną kontraktów długoterminowych jest też tzw. klauzula TOP, według której nabywca gazu zobowiązywał się do zapłacenia pewnej ustalonej kwoty także wtedy, gdy nie odbierze produktu będącego przedmiotem kontraktu. Kontrakty TOP były wymagane przez instytucje finansujące przedsięwzięcia dla zapewnienia regularnego spłacania kredytów<sup>24</sup>. Kontraktom długoterminowym towarzyszyły również tzw. klauzule terytorialne oraz postanowienia dotyczące podziału zysków z odsprzedawanej poza granice danego kraju niewykorzystanej ilości gazu. Klauzule terytorialne to zapisy mówiące o zakazie reeksportu importowanego paliwa gazowego (przedsiębiorstwa zawierające kontrakt na dostawę gazu musiały zrzec się eksportu tego paliwa do innych państw nawet wtedy, gdy same nie były

<sup>22</sup> Official Journal of the European Union, L 211, 14 August 2009.

<sup>23</sup> K. Yafimava, *The Third EU Package for Gas and the Gas Target Model: Major Contentious Issues inside and outside the EU*, NG 75, OIES, April 2013; *CEER Vision for a European Gas Target Model. Conclusions Paper*, Ref: C11-GWG-82-03, CEER 2011.

<sup>24</sup> P. Hughes, *Europe's Evolving Gas Market: Future Direction and Implications for Asia*, February 2011, Pacific Energy Summit.

w stanie tego paliwa wykorzystać). Inne regulacje umożliwiały eksport nadwyżki gazu, jednak w takim wypadku wymagany był podział zysku między dostawcą a eksporterem. Dopiero wydarzenia związane z konfliktami międzynarodowymi (z gazem w tle), kwestie bezpieczeństwa energetycznego oraz nowe regulacje prawne spowodowały zmianę podejścia europejskich regulatorów rynku do dotychczas obowiązujących zapisów kontraktowych. Przykładem takiego działania jest postępowanie wytoczone Gazpromowi przez Komisję Europejską (jeszcze w 2012 r.), któremu główne zarzuty postawiono w kwietniu 2015 r. (nadużywanie pozycji monopolistycznej na rynkach kilku państw Europy Środkowo-Wschodniej)<sup>25</sup>.

## Przykłady rozwiązań na innych rynkach

Rynek amerykański jest najstarszym i najbardziej dojrzałym z trzech regionalnych rynków na świecie. Wydobycie gazu rozpoczęto w II połowie XIX w. w regionie Apalachów, natomiast na skalę przemysłową prowadzi się je od lat 20. XX w. Najważniejsze akty prawne regulujące rynek powstawały w latach 30. XX w. (1938 r., *The Natural Gas Act*), latach 70. (1978 r., *The Natural Gas Policy Act*) oraz na początku XXI w. (2005 r., *Energy Policy Act*) – w konsekwencji powstał otwarty i transparentny rynek gazu. Rynek amerykański (w połączeniu z kanadyjskim) charakteryzuje się cenami kształtującymi się w trakcie gry popytu i podaży. Chociaż kontrakty długoterminowe odgrywają pewną rolę, zasadnicze znaczenie przypisać należy rynkowi transakcji bieżących (ang. *spot*). Powstawaniu rynku gazu towarzyszył proces budowy infrastruktury przesyłowej (ang. *gas pipeline network*) i magazynującej gaz (ang. *gas storage*). Istotną rolę na północnoamerykańskim rynku gazu odgrywa gaz niekonwencjonalny. Intensyfikacja prac nad jego przemysłowym wydobyciem doprowadziła do zasadniczych zmian w amerykańskiej polityce energetycznej. Można tutaj wspomnieć m.in. o: spadku cen i zmniejszeniu importu surowca, które przyczyniły się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, zwieszającej się roli gazu w gospodarce, budowie infrastruktury LNG umożliwiającej globalny handel czy rewolucji w zakresie ropy niekonwencjonalnej (technologie wydobycia ropy i gazu są podobne)<sup>26</sup>.

Cena gazu na rynku amerykańskim składa się z dwóch głównych elementów (nie licząc oczywiście podatków): kosztów surowca (ang. *commodity costs*) oraz kosztów dystrybucji i dostarczenia gazu do odbiorcy (ang. *transmission and distribution costs*). Główne czynniki wpływające na podaż to: wielkość produkcji gazu, wielkość importu, pojemność magazynów, natomiast czynniki wpływające na popyt to: wzrost gospodarczy, pogoda, ceny ropy naftowej. W konsekwencji na rynku amerykańskim dominujące znaczenie w ustalaniu ceny surowca odgrywa rynek. Punktem odniesienia są kontrakty na lokalnych giełdach, a najważniejszym benchmarkiem jest cena gazu

<sup>25</sup> *Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom*, Press Release, Brussels, 4 September 2012; *Antitrust: Commission sends Statement of Objections to Gazprom for alleged abuse of dominance on Central and Eastern European gas supply markets*, Press Release, Brussels, 22 April 2015.

<sup>26</sup> T. Spencer, O. Sartor, M. Mathieu, *Unconventional wisdom: an economic analysis of US shale gas and implications for the EU*, IDRI Sciences Po, February 2014; *The Shale gas 'revolution' in the United States: Global implications, options for the EU*, Policy Briefing, European Parliament, April 2013.

w punkcie Henry Hub<sup>27</sup>. Stąd decydujący wpływ na cenę mają czynniki pozapolityczne. Większość konsumowanego w Stanach Zjednoczonych gazu pochodzi z krajowej produkcji, spadek wydobycia oznacza wyższe ceny gazu, jednak wyższe ceny gazu pociągają za sobą większe możliwości poszukiwania nowych złóż, a więc zwiększają jego wydobycie. Ponadto szczególnie niekorzystna pogoda (huragany, tornada) powoduje spadek wydobycia gazu, a więc w krótkim okresie podnosi jego cenę. Import gazu (szczególnie z Kanady) i cena importowanego surowca mają wpływ na ceny tylko w regionach przygranicznych. Kolejnym czynnikiem jest dynamika wzrostu gospodarczego: wzrost zapotrzebowania na towary i usługi, które dostarcza przemysł, zwiększa zapotrzebowanie m.in. na gaz. Wielkość zapasów w podziemnych zbiornikach gazu odgrywa ogromną rolę w czasie większego zapotrzebowania zgłaszanego przez gospodarstwa domowe i przemysł w miesiącach letnich i zimowych. Długie i mroźne zimy powodują wzrost zapotrzebowania na energię w gospodarstwach domowych, co zwiększa presję na ceny gazu, wysokie temperatury latem prowadzą do wzrostu zużycia energii elektrycznej, której część produkowana jest w elektrowniach gazowych.

Deregulacja rynku gazu rozpoczęła się w Stanach Zjednoczonych w 1978 r. od uwolnienia cen na rynku hurtowym (w połowie lat 80. FERC podejmował działania w celu poprawy konkurencyjności gazu wobec znacznie tańszej ropy naftowej). Zdecydowana większość infrastruktury gazowej znajduje się w rękach prywatnych przedsiębiorców, w 1992 r. FERC usunął ostatnie bariery i pozwolił na swobodne działanie konkurencyjnego rynku, oddzielając procesy odbierania (ang. *gathering*), dostarczania (ang. *transporting*) i magazynowania (ang. *storage services*), tym samym pozwalając na oddzielne wycenianie każdego z nich<sup>28</sup>. Współczesna infrastruktura gazowa Stanów Zjednoczonych to ponad 305 tys. mil międzystanowych i wewnątrzstanowych gazociągów (ang. *interstate and intrastate pipelines*), ponad 1,4 tys. stacji podtrzymujących ciśnienie w sieci (ang. *compressor stations*), ok. 11 tys. punktów dostaw gazu (ang. *delivery points*), ok. 5 tys. punktów odbioru gazu (ang. *receipt points*) oraz ok. 1,4 tys. interkonektorów (ang. *interconnection points*) zapewniających połączenia sieci operatorów komercyjnych. Ponadto funkcjonują 24 centra handlu gazem (ang. *hubs*), wśród których najważniejsze to Henry Hub, Chicago Hub oraz Cheyenne Hub, ponad 400 podziemnych magazynów gaz oraz 29 punktów, przez które gaz może być importowany lub eksportowany poza granice Stanów Zjednoczonych<sup>29</sup>.

Terminale regazyfikacji LNG są najnowszymi elementami amerykańskiego rynku. Ich dynamiczna rozbudowa nastąpiła w pierwszym dziesięcioleciu XXI w., a jej głównym powodem były wysokie ceny gazu ziemnego oraz obawy o dalszy spadek wydobycia gazu ze złóż krajowych. Podjęto więc działania w celu zabezpieczenia importu, tak aby zaspokajał krajową konsumpcję. Jeszcze w 2000 r. funkcjonowały tylko cztery terminale (o zdolnościach importowych ok. 25 mld m<sup>3</sup> rocznie), natomiast obecnie na wschodnim i południowym wybrzeżu działa 11 terminali (zdolności

<sup>27</sup> Kontrakty Henry Hub są notowane na NYMEX, będącej częścią CME Group, <http://www.cmegroup.com/trading/energy/natural-gas/natural-gas.html>.

<sup>28</sup> Zob. szerzej: *Natural Gas*, <http://ferc.gov/industries/gas.asp> [dostęp: 15.02.2016].

<sup>29</sup> Dane za: *US National Gas Pipelines*, [http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngpipeline/index.html](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/index.html) [dostęp: 10.02.2016].

importowe ok. 190 mld m<sup>3</sup> rocznie)<sup>30</sup>. W 2011 r. import gazu w formie LNG wyniósł ok. 10 mld m<sup>3</sup>, w 2012 – niecałe 5 mld m<sup>3</sup>, w 2013 r. – 2,7 mld m<sup>3</sup>, a w 2014 r. – tylko 1,7 mld m<sup>3</sup>. W konsekwencji większość zdolności regazyfikacyjnych terminali LNG pozostaje niewykorzystana<sup>31</sup>, stąd działania mające na celu zmianę ich profilu na eksportowy. Jednak taka zmiana wymaga uzyskania niezbędnych pozwoleń dwóch instytucji: Federalnej Komisji Regulacji Energetyki (ang. *Federal Energy Regulatory Commission*, FERC), która wydaje pozwolenia na budowę takich instalacji, oraz Departamentu Energii (ang. *Department of Energy*, DOE), który wydaje zgody na eksport surowca.

Zupełnie inaczej wygląda rynek azjatycki, gdzie państwa opierają ceny LNG na cenach ropy naftowej i preferują długoterminowe kontrakty. Wydaje się mało prawdopodobne, aby w najbliższym czasie nastąpiła jakakolwiek zmiana w tym zakresie. W związku z ograniczonymi zasobami gazu konwencjonalnego większość państw azjatyckich jest całkowicie uzależniona od importu LNG z Azji Południowo-Wschodniej, Australii i Bliskiego Wschodu. Ta zależność powoduje konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, co znajduje odzwierciedlenie w uzależnieniu regionu od długoterminowych, relatywnie drogich, kontraktów indeksowanych do ceny ropy<sup>32</sup>. Część umów zawiera jednak dolne i górne pułapy cenowe (bądź limity wg tzw. krzywej S), które łagodzą ekstremalne oddziaływanie cen ropy naftowej na ceny gazu ziemnego. Importerzy gazu w Azji często korzystają także z zakupów gazu na rynkach *spot* w celu uzupełnienia zakontraktowanych dostaw. W przeciwieństwie do sytuacji z długoterminowymi umowami w Europie, formuły stosowane w kontraktach w Azji nie zawierają okresowych przeglądów cen i tzw. okien negocjacyjnych. Każdy kontrakt zawiera formułę cenową, która zamraża cenę surowca na cały okres jego obowiązywania. Stąd finalne warunki dostaw zależą od siły negocjacyjnej kupującego i pozycji sprzedającego – i najczęściej są regionalnie zróżnicowane. Punktem odniesienia dla kontraktów długoterminowych na rynku azjatyckim jest JCC (ang. *Japanese Customs Cleared*, zwany często również *Japanese Crude Cocktail*), z tendencją do ustalania ceny w oparciu o uśredniony indeks JCC z ostatnich sześciu miesięcy<sup>33</sup>. Natomiast ceny LNG (rynek *spot*) od września 2010 r. są indeksowane na podstawie brytyjskiego tzw. *ICIS Heren*<sup>34</sup>. Należy również wspomnieć, że dość specyficznym czynnikiem determinującym rynek azjatycki była decyzja Japonii, która po katastrofie w elektrowni atomowej w Fukushima całkowicie zrezygnowała z rozwoju energetyki atomowej, wskazując gaz jako alternatywne źródło pozyskiwania energii<sup>35</sup>.

<sup>30</sup> Dane za: FERC, <http://ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng.asp> [dostęp: 10.02.2016].

<sup>31</sup> Występują regionalne różnice: np. terminal Everett w Bostonie zaspokajał nawet połowę zapotrzebowania na gaz w Nowej Anglii, lecz już terminale nad Zatoką Meksykańską pozostają w ogóle niewykorzystane.

<sup>32</sup> J. Jensen, *Asian Natural Gas Markets Supply Infrastructure, and Pricing Issues*, February 2011, Pacific Energy Summit, [http://www.nbr.org/downloads/pdfs/eta/PES\\_2011\\_Jensen.pdf](http://www.nbr.org/downloads/pdfs/eta/PES_2011_Jensen.pdf) [dostęp: 10.02.2016].

<sup>33</sup> „Argus Global LNG”, Vol. 10, Issue 4, April 2014, s. 16–18.

<sup>34</sup> *ICIS Heren Global LNG Markets*, 18 November 2011, s. 6.

<sup>35</sup> T. Inajama, Y. Okada, *Nuclear Promotion Dropped in Japan Energy Policy After Fukushima*, „Bloomberg Business”, 28 October 2011.

## Podsumowanie

Można zauważyć wyraźną różnicę między cenami gazu na rynkach regionalnych, w szczególności dotyczy to porównania rynku amerykańskiego i rynku *spot* w Azji. W miarę upływu czasu zapewne będzie tworzył się globalny rynek gazu (z pewnością dotyczy to LNG), co w konsekwencji doprowadzi do zbliżania się cen surowca. Trudno jednoznacznie ocenić, czy będą to poziomy rynku amerykańskiego, czy azjatyckiego, można się raczej spodziewać, że cena gazu amerykańskiego na rynkach innych niż amerykański będzie wyższa niż np. kontrakty Henry Hub (ze względu na koszty skraplania, transportu czy budowy infrastruktury). Jednak wraz z pojawieniem się w Europie czy Azji amerykańskiego gazu, cena kontraktów w europejskich czy azjatyckich hubach będzie zapewne spadać. Indeksacja cen gazu do ropy jeszcze kilka lata temu wydawała się niezbędną, ponieważ przynajmniej częściowo amortyzowała wahania cen surowców energetycznych. Eksploatacja nowych złóż gazu (w tym niekonwencjonalnego) oraz zmiany technologiczne (rynek LNG) spowodowały, że odniesienie cen gazu do cen ropy było nieadekwatne, ceny gazu na rynkach *spot* w relacji do cen ropy nie pasują do żadnej formuły (wzoru). Zindeksowane ceny gazu nie są w żaden sposób zsynchronizowane z popytem i podażą – czasami stają się zbyt wysokie, czasami zbyt niskie. Funkcjonujący w ten sposób mechanizm cenowy nie daje żadnych sygnałów konsumentom ani też nie pozwala na efektywne wykorzystanie zasobów gazu ziemnego. Sytuacja w Azji jest jedynym punktem odniesienia, ponieważ tamten rynek jest najbardziej rozwiniętym rynkiem LNG na świecie. W obecnej sytuacji kupujący i sprzedający na rynku azjatyckim nie byli w stanie stworzyć lepszej formuły cenowej, jednak intensywny rozwój LNG na świecie wydaje się wystarczającym argumentem do tworzenia rynków *spot*, co leży w interesie wszystkich stron i prawdopodobnie uczyni mechanizm bardziej rynkowym. Ponadto dalszy rozwój rynku LNG będzie stwarzał możliwości wykorzystania gazu ziemnego w państwach, w których dotychczas było to niemożliwe (brak gazociągów, oddalenie od złóż), a to może doprowadzić do powstania międzynarodowego rynku handlu gazem. Jednak ścieżka dochodzenia do rynków *spot* wydaje się długotrwała i niepozbawiona problemów (kosztowne inwestycje w rozwój infrastruktury LNG)<sup>36</sup>.

### *Wpływ kształtowania się cen na wybranych rynkach gazu ziemnego na bezpieczeństwo energetyczne*

#### *Streszczenie*

Sprawy bezpieczeństwa energetycznego są współcześnie istotnym problemem życia społecznego i gospodarczego. Jednak problem bezpieczeństwa na rynkach energii nie dotyczy tylko dywersyfikacji dostawców czy zapewnienia ciągłości dostaw surowca. Bardzo ważną kwestią jest sposób kształtowania się cen surowca na rynku. W związku ze specyfiką rynku gazu ziemnego i funkcjonowaniem rynków regionalnych, nie ma obecnie

<sup>36</sup> H. Rogers, *The Impact of a Globalising Market on Future European Gas Supply and Pricing: The Importance of Asian Demand and North American Supply*, NG 59, OIES, January 2012, s. 4–11.

uniwersalnego mechanizmu cenowego. Na rynku europejskim, amerykańskim oraz azjatyckim cena gazu ziemnego kształtuje się w odmienny sposób. Niniejsze opracowanie składa się z trzech zasadniczych części. W pierwszej omówione zostaną bieżące rozważania dotyczące bezpieczeństwa energetycznego, a poruszona tematyka będzie odnosić się głównie do mechanizmów kształtowania się cen i ich wpływu na bezpieczeństwo. Część druga to przedstawienie specyfiki rynku europejskiego w zakresie ustalania ceny surowca, natomiast część trzecia dotyczy rynku amerykańskiego, wspomniane zostaną również rozwiązania na rynku azjatyckim. Z racji ograniczeń związanych z formą niniejszego opracowania przedstawione zostaną tylko najważniejsze aspekty mechanizmów cenotwórczych na poszczególnych rynkach, pozostała tematyka zostanie tylko zasygnalizowana. Zasadniczym celem opracowania jest przedstawienie mechanizmów kształtowania się cen na wybranych regionalnych rynkach gazu oraz wyjaśnienie podstawowych różnic między nimi. Podstawowa teza artykułu odnosi się do braku możliwości ujednoczenia mechanizmu cenowego w skali świata z racji występowania różnic na rynkach regionalnych.

**Słowa kluczowe:** bezpieczeństwo energetyczne, regionalne rynki gazu, mechanizm cenotwórczy

### *Gas pricing mechanism on selected natural gas markets and its impact on energy security*

#### *Abstract*

The issue of energy security is today a major concern of social and economic life. However, it is not only the diversification of suppliers and ensuring the continuity of the raw material supplies that pose a problem of security in the energy markets. The setting of prices on the market is a very important issue. In connection with the specificity of the natural gas market and the functioning of regional markets, there are no universal price mechanisms. The price of natural gas on the regional markets is formed in a different way. This study consists of three main parts. The first part concerns the debate on energy security, and the addressed topics will relate mainly to the mechanisms of price formation and their impact on safety. The second part is to present the specifics of the European market in terms of raw materials pricing, while the third part refers to the US market. Because of the limitations associated with the form of this study only the most important aspects of price-setting mechanisms in individual markets will be presented; the remaining subject will only be signalled. The main objective of this paper is to present the mechanisms of price formation on selected regional gas markets and to clarify the fundamental differences between them. The basic thesis of the article refers to the inability to standardize the price mechanism in the world because of the differences in regional markets.

**Key words:** energy security, regional gas markets, the pricing mechanism



## *Влияние формирования цен на отдельных рынках природного газа на энергетическую безопасность*

### *Резюме*

Вопросы связанные с энергетической безопасностью являются сегодня одной из основных проблем социально-экономической жизни. Следует подчеркнуть, что проблемы безопасности на энергетических рынках касаются не только диверсификации поставщиков или обеспечения бесперебойности поставок сырья. Очень важным вопросом остается способ формирования цен на сырье на рынке. В связи со спецификой рынка природного газа и функционирования региональных рынков, на сегодняшний день не существует универсального механизма ценообразования. На европейском, американском и азиатском рынках цена на природный газ формируется по-разному. Данная статья состоит из трех основных частей. В первой, рассматриваются существующие решения в области энергетической безопасности, главным образом, связанные с механизмами формирования цен и их влияние на безопасность. Во второй части, представлено специфику европейского рынка в области образования цен на сырье, а третья часть посвящена американскому и азиатскому рынкам. Ввиду объективных причин в статье представлено только самые важные аспекты механизмов ценообразования на отдельных рынках. Основная цель данного исследования заключается в указании механизмов формирования цен на отдельных региональных рынках газа и разъяснение главных различий между ними. Основной тезис статьи – это невозможность стандартизировать ценовые механизмы в мировом масштабе из-за различий на региональных рынках.

**Ключевые слова:** энергетическая безопасность, региональные рынки газа, механизмы ценообразования