



Tomasz BLACHARSKI*, Rafał BIAŁY**, Maciej KALISKI***,
Bartosz STACHOWIAK*, Adam SZURLEJ****

Wpływ dostaw LNG na rozwój krajowego rynku gazu ziemnego

Streszczenie: Po oddaniu do eksploatacji terminalu LNG w Świnoujściu Polska stała się aktywnym uczestnikiem globalnego, dynamicznie rozwijającego się rynku gazu skroplonego (LNG). W artykule przybliżono najważniejsze zmiany na europejskim rynku gazu ziemnego – zwrócono uwagę na spadek zapotrzebowania, ograniczenie wydobycia oraz przedstawiono kierunki zaopatrzenia w gaz ziemny. Następnie podjęto próbę oszacowania wpływu realizowanych inwestycji po stronie podażowej globalnego rynku LNG na europejski rynek gazowy. W tym kontekście istotne wydają się działania podejmowane w USA, gdyż już w 2016 r. przybyły z tego kraju do UE dwie dostawy LNG. Nie bez znaczenia dla europejskiego rynku gazu jest również realizowany w Japonii plan powrotu do energetyki jądrowej. Kraj ten jest największym importerem LNG na świecie, dlatego też znaczne ograniczenie importu gazu skroplonego może mieć przełożenie także na europejski rynek gazu. W dalszej części artykułu skoncentrowano się na szansach jakie wiążą się z dostawami LNG do Polski oraz przybliżono plany dalszych inwestycji w zakresie rozbudowy krajowej infrastruktury LNG. Jak przedstawiono w artykule, w ciągu ostatnich lat zaobserwowano zasadnicze obniżenie się cen LNG oraz zmniejszenie zróżnicowania pomiędzy tymi cenami w poszczególnych krajach, będących importerami LNG. Przedstawiono przykładowe kierunki, gdzie może zostać zagospodarowane LNG w kraju.

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne, gaz ziemny, rynek gazu ziemnego, dostawy LNG

The influence of the LNG supplies on natural gas domestic market development

Abstract: Thanks to commissioning of LNG terminal in Świnoujście, Poland has become an active participant of global, rapidly developing market of liquefied natural gas (LNG). In the article the most important changes on the European gas market were analyzed. The stress was put on decline in demand, decrease in extraction and directions of natural gas supplies. Attempt was made to estimate the influence of investments that are implemented in the global LNG production area on the European gas market. In this context, what seems to be important is that

* Mgr inż., Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Warszawa.

** Mgr inż., Wydział Energetyki i Paliw, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

*** Prof. dr hab. inż., **** Dr hab. inż., Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków; e-mail: szua@agh.edu.pl

in 2016 two deliveries of LNG came to the EU from the USA. What is more turning again toward nuclear power in Japan seems to play a vital role, as Japan is the biggest importer of LNG, and substantial reduction of LNG import to this country may bring changes on the European natural gas market. Further in the article opportunities that are associated with deliveries of LNG to Poland were presented as well as plans of investments in the field of Polish LNG infrastructure. As shown in this article, in the recent years a noticeable decline of LNG prices and reduction of the differentiation between the prices in countries importing LNG was observed. Finally, potential directions where LNG can be used in Poland were shown.

Keywords: energy security, natural gas, natural gas market, LNG supplies

Wprowadzenie

Sytuacja na europejskim rynku gazu ziemnego zmienia się bardzo dynamicznie. W nowej rzeczywistości pojawia się duża szansa dla Polski, która może stać się ważnym hubem gazowym w północnowschodniej Europie (Egging i Holz 2016). Szanse na to dają zrealizowane dotychczas projekty z zakresu infrastruktury gazowniczej oraz te planowane o statusie PCI (*Project of Common Interest*), tj.: rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu do 7,5 mld m³, budowa gazociągu Baltic Pipe oraz połączenia międzysystemowego Polska–Litwa, a także wschodniej i zachodniej nitki Korytarza Gazowego Północ–Południe etc. zgodnie z (EUPCI 2015). Dodatkową szansą na wzrost znaczenia Polski na gazowej mapie Europy może być dalsza rozbudowa połączenia międzysystemowego Polska–Ukraina. Jest to istotne mając na uwadze, że w okresie 2011–2015 w związku z rosyjsko-ukraińskim konfliktem zbrojnym sprzedaż rosyjskiego gazu na Ukrainie zmniejszyła się o 90% (IEA 2016). Warto dodać, że w 2016 r. rozpoczęto realizację dostawy gazu z Polski na Ukrainę.

1. Sytuacja na europejskim rynku gazu ziemnego

Europejskie kraje należące do OECD w latach 2009–2015 odnotowały spadek zużycia gazu ziemnego z 527 do 490 mld m³. Lwią część – bo prawie 28 mld m³ – stanowił spadek w sektorze wykorzystującym gaz do produkcji energii elektrycznej. Było to spowodowane przede wszystkim gwałtownym rozwojem technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz zwiększeniem udziału węgla w miksie energetycznym (po tym jak w 2011 roku gwałtownie spadła jego cena, przy zachowaniu relatywnie niskich cen praw do emisji CO₂). Było to szczególnie widoczne np. w Wielkiej Brytanii, gdzie gaz ziemny przestał być głównym surowcem wykorzystywanym w sektorze wytwarzania energii elektrycznej (Szurlej i in. 2015a). Na ograniczenie zużycia gazu ziemnego w UE miały wpływ także regulacje, w tym Dyrektywa 2010/31/UE. Była ona podstawą do opracowania w krajach członkowskich programów podnoszących efektywność energetyczną budynków, co skutkowało zmniejszeniem zapotrzebowania na gaz ze strony odbiorców z sektora komercyjnego i mieszkaniowego (IEA 2016; EPBD 2010).

Według IEA w najbliższych pięciu latach w krajach OECD należy się spodziewać wzrostu zapotrzebowania na gaz z 490 do 500 mld m³. Będzie to jednak uwarunkowane przede wszystkim wzrostem wykorzystania gazu ziemnego w sektorze elektroenergetycznym. Przyczynić się do tego może Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych, która może doprowadzić w najbliższych latach w UE do ograniczenia produkcji energii elektrycznej w elektrowniach

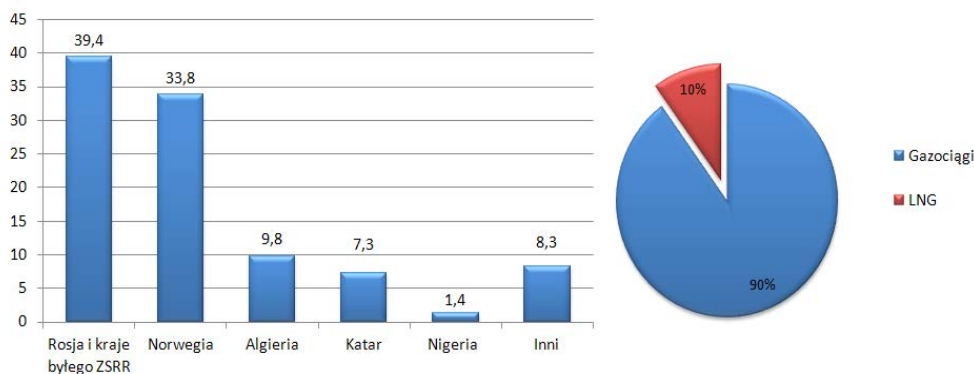
węglowych o łącznej mocy 30 GW. Dodatkowo w Niemczech planuje się rezygnację z elektrowni nuklearnych o mocy 7 GW (IEA 2016). Może to dać szansę na rozwój nowych bloków gazowo-parowych. Istotne będzie również utrzymanie dotychczasowego odbioru gazu ze strony sektorów silnie energochłonnych, takich jak przemysł chemiczny i metalurgiczny. Poza staraniami ze strony producentów duża odpowiedzialność w tej kwestii spoczywa na Parlamencie Europejskim. Jak wykazał (Capros i in. 2016) podejmowane przez PE uchwały mogą wpływać negatywnie na funkcjonowanie rynków energii krajów członkowskich (np. przez wprowadzanie dodatkowych podatków, które nie obowiązują na rynkach krajów spoza UE). Wpływie to negatywnie na sektory energochłonne, które są szczególnie wrażliwe na wzrost cen surowców. To one w pierwszej kolejności utracą konkurencyjność, co będzie skutkowało obniżeniem dobrobytu obywateli UE.

Regulacje prawne, które w przyszłości będą decydowały o warunkach funkcjonowania wspólnego rynku gazu ziemnego w UE, są obecnie jednymi z mniej znaczących wyzwań jakie stoją przed eksporterami gazu. Znacznie ważniejszy jest problem nadpodaży na globalnym rynku gazu, czego następstwem są rekordowo niskie ceny oraz rosnąca konkurencja. Jak prognozuje IEA, w ciągu najbliższych pięciu lat wewnętrzna produkcja gazu w krajach OECD spadnie o blisko 31 mld m³ w porównaniu do stanu z 2015 r. (IEA 2016). Będzie to spowodowane dalszym spadkiem wydobycia gazu ziemnego z największego europejskiego pola gazowego – Groningen w Holandii, gdzie ze względu na liczne trzęsienia ziemi podjęto decyzję o ograniczeniu wydobycia do 27 mld m³/rok (w okresie od października 2015 do września 2016 r.). W ten sposób zredukowano wydobycie gazu o około połowę w stosunku do 2013 r. (Pieters 2016; Holz i in. 2016). Dodatkowo ze względu na niskie ceny gazu znacząco ograniczono wydobycie ze złóż zlokalizowanych na Morzu Północnym gdzie wydobycie osiągnęło w 2004 r. około 187 mld m³, a w 2015 r. zaledwie 123 mld m³ (IEA 2016).

Analizując przyszłość dostaw gazu ziemnego do Europy w pierwszej kolejności należy zadać pytanie, czy obecni liderzy w eksporcie gazu ziemnego zdołają utrzymać swoją dominującą pozycję (rys. 1). Do najważniejszych wyzwań stojących przed dostawcami gazu należy zaliczyć: wzrost konkurencji na europejskim rynku gazu, rewolucja łupkowa, rosnący obrót LNG, czy też niskie ceny ropy naftowej.

Obecnie Gazprom jest największym eksporterem gazu do Europy. Dostarczył w 2015 r. prawie 159 mld m³ gazu. W tym samym roku całkowite wydobycie gazu w Rosji spadło do około 636 mld m³, a Gazprom osiągnął historyczne minimum produkcyjne – 420 mld m³. Dodatkowo zmniejszył udział w krajowym rynku do 65% przy łącznym udziale pozostałych uczestników 35% (Katona 2016). Mając na uwadze zmieniające się uwarunkowania na europejskim rynku gazu ziemnego, Gazprom oferuje dodatkowo, oprócz kontraktów długoterminowych, sprzedaż gazu poprzez aukcję. Pierwszą taką aukcją Gazprom przeprowadził we wrześniu 2015 r. kiedy to sprzedał w ten sposób 1,2 mld m³ gazu. Ten sam typ transakcji przeprowadzono 27 lutego 2016 r., gdy na aukcję wystawiono dostawy gazu do krajów bałtyckich w 2,3,4 kwartale 2016 r. Udało się sprzedać 420 mln m³ z 560 mln m³ gazu wystawionych na aukcję (Gazprom 2016).

Kolejne ważne dla europejskiego rynku pytanie dotyczy wydobycia gazu w Norwegii w najbliższych latach. Wydaje się, że dzięki uruchomieniu w ostatnich dwóch latach złóż Gudrun i Valemon oraz zlokalizowanemu za kołem podbiegunowym Aasta Hansteen z którego gazociągami Polarled już w 2017 r. może popłynąć 26 mld m³ (nie mówiąc o za-



Rys. 1. Kierunki importu gazu do Europy w 2014 r. pod względem udziału i sposobu realizacji dostaw [%]
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (van Beurden 2016)

Fig. 1. Directions of natural gas import to Europe in 2014 regarding share and ways of delivery [%]
 Source: own study based on (van Beurden 2016)

wieszonym projekcie Gina Krog) możliwe jest utrzymanie produkcji z 2015 r., tj. około 120 mld m³/rok (Statoil 2016).

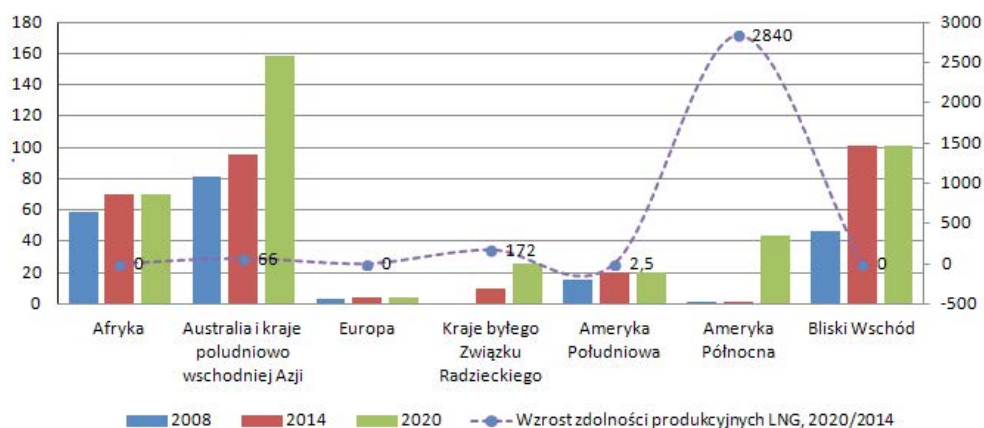
Nadpodaż doprowadziła do zmniejszenia znaczenia afrykańskiego gazu na europejskim rynku. Szacuje się, że ze względu na brak popytu infrastruktura eksportowa w północno afrykańskich krajach pracowała w 2015 r. zaledwie w 50%. Sytuacji tej z pewnością nie polepszy uruchomienie produkcji z olbrzymiego egipskiego złoża Zohr, które zostało odkryte w 2015 r. przez włoską ENI. Szacunki mówią, że jest to największe złożo na Morzu Śródziemnym o zasobach 850 mld m³. Komercyjna produkcja z Zohr może ruszyć w 4 kwartale 2017 r. i może zmienić sytuację w regionie, w którym do tej pory najważniejszym dostawcą był Izrael (kluczowe złożo Tamar i Lewiatan) (ENI 2016). Po komercyjnym uruchomieniu produkcji z nowo odkrytych złóż należy się spodziewać, że zarówno Izrael, jak i Egipt, będą dążyć do budowy gazociągów pozwalających przesyłać gaz na rynek europejski i turecki. Istnieje zatem duże prawdopodobieństwo, iż w najbliższych latach Rosji i Norwegii przybędzie liczący się konkurent na arenie gazu ziemnego przesyłanego do Europy w tradycyjny sposób.

2. Wpływ LNG na europejski rynek gazu

W 2014 r. 76% zużytego w Europie gazu ziemnego pochodziło z importu, z czego 90% zostało sprowadzone w sposób tradycyjny gazociągami, a 10% w postaci LNG (van Beurden 2016). W tym samym roku globalny handel LNG osiągnął poziom 241,1 mln ton. Do tamtej pory tylko raz w historii wolumen sprzedanego skroplonego gazu ziemnego był większy. Miało to miejsce w 2011 r. (241,5 mln ton) w następstwie gwałtownego wzrostu wykorzystania gazu ziemnego w Japonii po katastrofie elektrowni jądrowej w Fukushima (IGU 2015). W 2015 r. globalny obrót LNG wyniósł 244,8 mln ton, z czego 64 mln ton sprzedano w oparciu o rynek *spot* i umowy krótkoterminowe (IGU 2016). Poprawę wyniku z 2011 r., można traktować jako sygnał dla uczestników rynku gazu ziemnego w Europie, iż LNG na

świecie staje się coraz atrakcyjniejszą alternatywą dla tradycyjnych dostaw gazu poprzez gazociągi. Wydaje się, że trend ten się utrzyma ze względu na globalne projekty LNG, które są realizowane pomimo nadpodaży na rynku oraz prognozowanego spadku zużycia gazu ziemnego w Japonii.

Obecnie kraje z regionu azjatyckiego Japonia, Korea Południowa, Chiny, Tajwan i Indie należą do grona największych importerów LNG na świecie. Ich zapotrzebowanie w 2015 r. stanowiło 70% globalnych dostaw. Istotne znaczenie dla rynku LNG będą mieć plany rządu japońskiego związane z powrotem do energetyki jądrowej. Jak podaje (Momoko i in. 2016) realizacja zadań związanych z rozwojem energetyki jądrowej w Japonii w ramach scenariusza podstawowego będzie skutkować w 2017 r. pracą 19 reaktorów jądrowych (lub 25 w scenariuszu maksymalnym). Spowoduje to 13,8% spadek wykorzystania LNG z 83,6 do 70,9 mln ton LNG/rok w 2017. Informacje płynące z Japonii nie są dobre dla producentów LNG ze względu na realizowane inwestycje. W 2015 r. infrastruktura służąca do skraplania gazu ziemnego pozwalała na produkcję 308 mln ton LNG/rok. Było to o 14,4 mln ton/rok więcej niż w 2014 r. Co więcej, realizowane są projekty, które w przyszłości mogą pozwolić na dodatkowe 140 mln ton LNG/rok, z czego 62 mln ton/rok w USA oraz 50 mln ton/rok w Australii (rys. 2).



Rys. 2. Zdolności produkcyjne LNG według regionów (mln Mg, lewa oś) oraz dynamika zmian tych zdolności (% , prawa oś) w latach: 2008, 2014 i 2020
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IGU 2016)

Fig. 2. The LNG production capacities in different regions (MT, left axis) and the dynamic of LNG production changes (% , right axis), years 2008, 2014, 2020
Source: own study based on (IGU 2016)

Jak podaje GIIGNL w samym tylko 2016 r. będą dostępne nowe moce produkcyjne na poziomie 42 mln ton LNG/rok (GIIGNL 2016). Według (Kompas i Nhu Che 2016) planowana rozbudowa infrastruktury do skraplania LNG w USA i Australii pozwoli w najbliższym dziesięcioleciu na podwojenie globalnego wolumenu dostaw. Potencjał rynku LNG został zauważony również w Rosji, gdzie także realizowane są projekty LNG w tym: LNG Jamał (planowany rozruch 2017 r., roczna zdolność produkcyjna 16,5 mln ton LNG) (Total 2016),

LNG Vladivostok (planowany rozruch terminalu o zdolności 5 mln ton/rok w 2018 r. docelowo nie mniej niż 15 mln ton LNG/rok) (Gazprom 2016).

Rozwój LNG w USA może być szansą na zwiększenie dywersyfikacji dostaw gazu do Europy. Między innymi tę kwestię analizowali w swojej pracy (Egging i Holz 2016; Richter i Holz 2015) zakładając, że LNG może pełnić funkcję ważnego bufora na wypadek sytuacji kryzysowej na europejskim rynku gazu. Interesujący pogląd prezentuje (Bernstein i in. 2016) sugerując, iż konkurencyjność ekonomiczna dostaw LNG z USA do Europy uzależniona jest od ceny. Potencjał tych dostaw wzrasta znacznie w dwóch przypadkach. Po pierwsze gdy nastąpi nagle, gwałtowna i nieuzasadniona sytuacja na globalnym rynku podwyżka cen surowca przesyłanego przez któregoś z kluczowych dostawców, która nie uległaby obniżeniu pomimo uczestnictwa w rynku nowych podmiotów. Drugi przypadek zakłada sprzedaż gazu przez któregoś z liczących się uczestników rynku odbywa się przy minimalnej marży, niewiele powyżej kosztów produkcji, co w przyszłości nie pozwoli takiemu producentowi reagować na dalsze spadki cen. Dostęp do nowego źródła taniego gazu w Europie oraz trwająca liberalizacja rynku może sprawić, że wzrośnie wolumen dostaw gazu sprowadzanego na podstawie kontraktów średnio- i krótkoterminowych. Co więcej, według (Hartley 2015) można się spodziewać, że wzrost konkurencji na światowym rynku gazu zwiększy konkurencyjność na rynku *spot*, kosztem obniżenia marży producentów dążących do wykorzystania różnicy cen LNG na rynkach amerykańskim, europejskim i azjatyckim. Skutkiem tego może być zmniejszenie zróżnicowania cen na rynkach *spot*. Zwiększy to i tak znaczącą nadpodaż, co wymusi dodatkową presję na cenę LNG, a ta średnio na globalnym rynku spadła z 591,4 USD/1000 m³ w 2014 r. do 370,4 USD/1000 m³ w 2015 r. (IGU 2016). Co więcej, ze względu na rozbieżność w cenach gazu na rynkach *spot* i umowach długoterminowych odbiorcy mogą dążyć do renegotjacji umów mających na celu zmiany formuł cenowych z *oil-indexed* do *LNG-indexed* (na przykład do Henry Hub – US LNG) (IGU 2015) oraz możliwość wprowadzania swapów (Sikora i Sikora 2016). Duże znaczenie będzie miał koszt transportu LNG na znaczne odległości, co analizowali między innymi (Oglend i in. 2016).

Bez względu na trafność przytoczonych wyżej analiz faktem jest, że w kwietniu 2016 r. do terminalu Sines w Portugalii dotarła gazowcem Creole Spirit pierwsza dostawa LNG z amerykańskiego terminalu Sabine Pass, druga dostawa gazowcem Sestao Knutsen w lipcu 2016 r. dotarła do hiszpańskiego terminalu LNG Mugarodos i należy się spodziewać kolejnych dostaw, gdyż jak informuje (LNGWN 2016) amerykańska Cheniere LNG podpisała umowy na dostawy z kolejnymi europejskimi firmami m.in. Shell i Centrica. Jak widać z tabeli 1 w ciągu ostatnich lat ceny importowanego LNG istotnie się obniżyły, szczególnie jest to zauważalne w przypadku rynku azjatyckiego. Ponadto, obserwuje się mniejsze zróżnicowanie w cenach LNG w 2016 r. w porównaniu do lat 2013–2014.

3. Wpływ LNG na rozwój krajowego rynku gazu ziemnego

W ostatnich latach w Polsce utrzymywała się wzrostowa tendencja zużycia gazu ziemnego, przy wydobyciu na stabilnym poziomie około 4 mld m³ (w 2015 r. – 4,34 mld m³). Jest to zadowalający wynik, biorąc pod uwagę panującą w UE tendencję spadkową w zakresie zużycia gazu ziemnego. Znaczenie dostaw gazu ziemnego dla krajowego sektora wytwarzania energii

TABELA 1. Zmiany cen LNG w latach 2013–2016

TABLE 1. Changes of the LNG prices, years 2013–2016

Data	Ceny LNG w poszczególnych krajach [USD/1000 m ³]								
	Wielka Brytania	Hiszpania	Belgia	Korea	Japonia	Chiny	Indie	USA	Ameryka Płd.
05.2013	385,5	446,6	382,1	566,8	566,8	551,6	545,9	150,9	597,5
10.2014	346,1	458,7	340,8	561,1	561,1	545,9	534,5	120,9	545,5
06.2015	243,0	248,3	238,8	274,8	274,8	269,2	273,0	88,3	576,6
01.2016	176,3	198,3	166,0	218,0	218,0	212,3	216,1	124,3	216,5
04.2016	151,6	156,6	147,8	155,4	155,4	151,3	153,5	98,2	163,4
06.2016	161,9	169,1	163,0	172,5	172,5	166,8	170,6	72,4	179,7

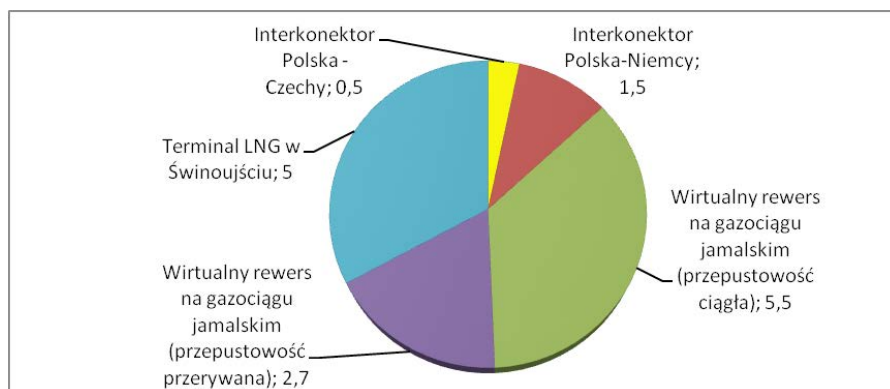
Źródło: opracowanie własne na podstawie (FERC 2013–2016).

elektrycznej kształtuje się na poziomie około 3% i w porównaniu do średniej europejskiej ten udział jest zdecydowanie mniejszy. Krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny to około 15,5 mld m³. Na gaz ziemny przypada 14-procentowy udział w krajowym bilansie zużycia energii pierwotnej (Blacharski i in. 2016). W przypadku Polski, podobnie jak w większości krajów UE, większość gazu ziemnego pochodzi z importu – 72,5% (2015 r.). W analizie struktury importu dominują dostawy z kierunku wschodniego (72,5%), jednak należy podkreślić, że systematycznie rośnie udział dostaw gazu z kierunków alternatywnych wobec wschodniego (27,5%), w tym także przez terminal LNG w Świnoujściu (Minister Energii 2016).

Historycznie polska sieć przesyłowa była dostosowywana do importu i przesyłu gazu z kierunku wschodniego na zachód. Sytuacja ta stopniowo zmieniała się w trakcie realizowanych inwestycji infrastrukturalnych. W latach 2009–2015 powstało 1200 km nowych gazociągów przesyłowych, w tym rozbudowano połączenia transgraniczne Polska–Czechy i Polska–Niemcy. Dało to w 2015 r. techniczne możliwości do importu 10,2 mld m³ z kierunku alternatywnego do wschodniego (90% z całkowitego importu), w 2011 r. było to zaledwie 9% (Gaz-System 2016). Za kamień milowy w inwestycjach z zakresu dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski należy uznać jednak terminal do regazyfikacji LNG w Świnoujściu.

W grudniu 2015 r. katarski metanowiec Al-Nauman dostarczył 200 tys. m³ LNG dla potrzeb rozruchu terminalu. 7 stycznia 2016 r. Gaz-System S.A., Polskie LNG S.A. i PGNiG S.A. rozpoczęły testy odbioru gazu z terminalu do systemu przesyłowego. 8 lutego 2016 r. statek Al-Nauman dostarczył kolejne 200 tys. m³ do dalszych prac rozruchowych skąd po regazyfikacji gaz skierowano do gazociągu Świnoujście–Szczecin i dalej do odbiorców. 1 czerwca 2016 r. terminal został przekazany do eksploatacji przez służby Polskie LNG S.A., a już 17 czerwca do terminalu dotarła pierwsza komercyjna dostawa LNG z Kataru w ilości 210 tys. m³ tj. 120 mln m³ po regazyfikacji (Łojewski i Kachelek 2016). U uruchomienie terminalu LNG istotnie poprawiło bezpieczeństwo energetyczne Polski. Dzięki tej inwestycji obecne możliwości techniczne importu gazu ziemnego z kierunków alternatywnych do wschodniego wynoszą już 15,2 mld m³ (rys. 3), a więc są porównywalne do krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny.

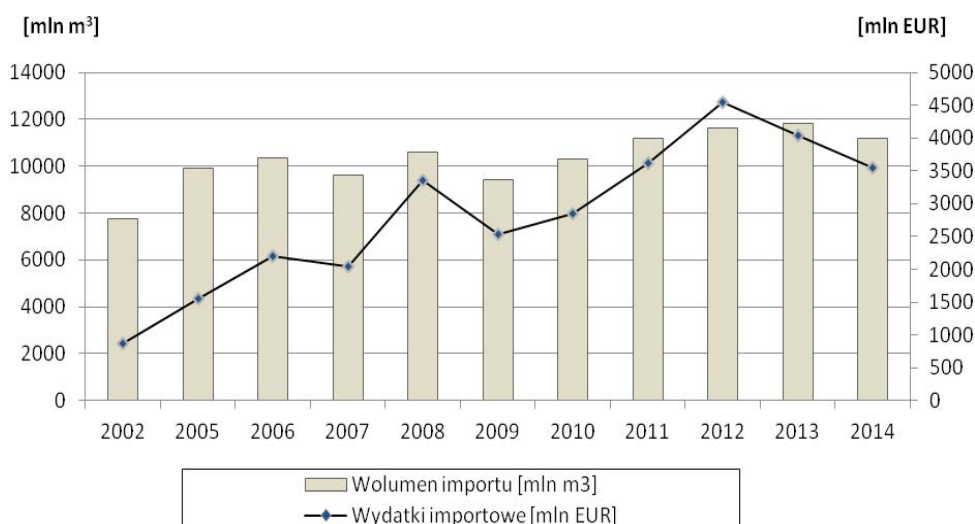
Wydaje się zatem, że to właśnie funkcjonowanie terminalu do regazyfikacji LNG będzie jednym z kluczowych elementów wpływających na kształt polskiego rynku gazu w przy-



Rys. 3. Techniczne możliwości importu gazu do Polski z kierunku innego niż wschodni [mld m³/rok]
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (OGP Gaz-System 2016)

Fig. 3. Annual technical capabilities of natural gas import to Poland with the exception of the western direction [bcm/year]
 Source: own study based on (OGP Gaz-System 2016)

szłości. Jak pokazują doświadczenia innych państw, eksploatacja terminalu LNG może być ważnym narzędziem w negocjacjach cenowych kontraktów dotyczących importu gazu ziemnego. Dla przykładu na Litwie po uruchomieniu terminalu Floating Storage Regasification Unit INDEPENDENCE w Kłajpedzie uzyskano 20-procentową zniżkę na cenę gazu z Gazpromu (Hurka 2016). Jest to istotne, mając na uwadze, jak kształtowały się wydatki związane z importem gazu ziemnego do Polski w ciągu ostatnich lat (rys. 4) (MG 2015; Biały i in.



Rys. 4. Poziom oraz koszty importu gazu ziemnego do Polski w latach 2002–2014
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (MG 2015)

Fig. 4. The level and costs of natural gas import to Poland from 2002 to 2014
 Source: own study based on (MG 2015)

2014). Ponadto wysoki stopień dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, w tym realizowane dostawy LNG mają swoje przełożenie na poziom cen gazu na poszczególnych rynkach gazu ziemnego w krajach UE. Dobrym przykładem w tym kontekście jest rynek brytyjski, który wyróżnia się niższymi cenami gazu, dzięki m.in. zróżnicowanym dostawom tego paliwa, w tym poprzez terminale LNG (Szurlej i in. 2015b).

Dostęp do LNG może w przyszłości okazać się kluczowy dla tych gałęzi gospodarki, które już teraz zużywają znaczne ilości gazu, jak również dla tych, które niebawem mogą być silnie powiązane z sektorem gazowniczym. Ciekawym przykładem jest wykorzystanie LNG jako paliwa do napędu jednostek morskich w kontekście wprowadzenia od 2015 r. Rygorystycznych przepisów ograniczających zawartość siarki w paliwach okrętowych stosowanych w obszarach SECA (*Sulphur Emission Control Area*), w tym na Morzu Bałtyckim. Szacuje się, że do 2020 roku będzie kursować w obszarze Bałtyku od 400 do 600 jednostek zasilanych LNG (Gucma 2016; Krupa i in. 2015).

Kolejna szansa to wodny transport śródlądowy, usługi załadunkowe i przeładunkowe, węzły bunkrowania LNG, czy rozbudowa infrastruktury pozwalających na zniwelowanie „białych plam” na gazowej mapie Polski. Warto tutaj wspomnieć o niewielkich instalacjach do regazyfikacji LNG w Piszcu, Ełku i Olecku. Projekty te umożliwiają dostęp do gazu ziemnego w terenach niezgasyfikowanych dając odbiorcom realną alternatywę dla innych mniej ekologicznych paliw kopalnianych takich jak węgiel, czy olej opałowy (Szymczuk 2016).

Jak podaje (Stępień 2016) rozpatruje się dwa warianty kluczowych inwestycji z zakresu rozbudowy polskiej infrastruktury przesyłowej. Wariant podstawowy to rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu do 7,5–10 mld m³, w wariantcie alternatywnym również brana jest pod uwagę rozbudowa terminalu w Świnoujściu do 7,5–10 mld m³, a także budowa terminalu do regazyfikacji LNG typu FSRU w Zatoce Gdańskiej (o zdolności regazyfikacyjnej do 10 mld m³). Planowane przez OGP Gaz-System inwestycje dają nadzieję, że w najbliższych latach Polska może stać się ważnym hubem gazowym na mapie Europy.

Podsumowanie

W ciągu ostatnich lat skala wykorzystania możliwości regazyfikacyjnych europejskich terminali LNG utrzymywała się na relatywnie niskim poziomie. Zapewne wpływ na to miał spadek zużycia gazu oraz wysokie ceny LNG. Wydaje się, że w 2016 r. sytuacja może się zmienić, bowiem już w 2015 r. odnotowano zarówno wzrost importu LNG, jak i wzrost zużycia gazu w UE w porównaniu do 2014 r. Obecna sytuacja na rynku LNG i niskie ceny gazu skroplonego prawdopodobnie będą wspierać wzrostową tendencję dostaw LNG w ramach kontraktów spotowych, także i do Polski w czerwcu 2016 r. dotarł pierwszy ładunek na zasadach *spot*. Zwiększenie roli LNG w zaopatrzeniu UE w gaz ziemny można także wiązać z rozpoczęciem eksportu LNG z USA do Europy (pierwsze dwie dostawy z terminalu Sabine Pass w Luizjanie dotarły do Portugalii i Hiszpanii). Inwestycje realizowane w państwach eksportujących LNG i rosnąca konkurencja na rynku LNG powinny wpływać na stabilizację cen LNG na niskich poziomach, co niewątpliwie będzie dobrą informacją dla odbiorców, realizujących dostawy poprzez terminal LNG w Świnoujściu.

Realizacja projektów mających na celu dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do Polski, w tym przede wszystkim oddanie do eksploatacji terminalu LNG w Świnoujściu istotnie

zmieniło krajowy rynek gazu ziemnego (Siemek i in. 2010 ; Siemek i in. 2011). Obecnie możliwości techniczne sprowadzania gazu ziemnego z kierunków alternatywnych wobec wschodniego kształtują się na poziomie 15 mld m³, a więc praktycznie pokrywają się z krajowym zapotrzebowaniem na gaz ziemny.

Literatura

- Bernstein i in. 2016 – Bernstein, P., Tuladhar, S.D. i Yuan, M. 2016. Economics of U.S. natural gas exports: Should regulators limit U.S. LNG exports? *Energy Economics* (article in press) [Dostęp online: 15.08.2016].
- Biały i in. 2014 – Biały, R., Janusz, P., Łoś, M. i Szurlej, A. 2014. Analiza kosztów importu gazu ziemnego do Polski i ich wpływ na strukturę dostaw. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energii Polskiej Akademii Nauk* Nr 87, s. 83–98.
- Błacharski i in. 2016 – Błacharski, T., Metelska, K., Biały, R., Cieślak, T. i Szurlej, A. 2016. Wpływ terminalu LNG na rozwój krajowego rynku gazu ziemnego. *Przegląd Gazowniczy* nr 2 (50).
- Capros i in. 2016 – Capros, P., Paroussos, L., Charalampidis, I., Fragkiadakis, K., Karkatsoulis, P. i Tsani, S. 2016. Assessment of the macroeconomic and sectoral effects of higher electricity and gas prices in the EU: A general equilibrium modeling approach, *Energy Strategy Reviews* 9, s. 18–27.
- Egging, R. i Holz, F. 2016. Risks in global gas markets: Investment, hedging and trade. *Energy Policy* Vol. 94, July, s. 468–479.
- ENI 2016: [Online] Dostępne w: www.eni.com [Dostęp: 15.08.2016].
- EPBD 2010: Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings [Online] Dostępne w: <http://eur-lex.europa.eu> [Dostęp: 13.08.2016].
- EUPCI 2015: Annex to Commission Delegated Regulation (EU) amending Regulation No 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest, Brussels, 18.11.2015 C(2015) 8052 final [Online] Dostępne w: <https://ec.europa.eu> [Dostęp: 25.08.2016].
- FERC 2013-2016 – Federal Energy Regulatory Commission 2013 –2016. World LNG Landed Prices [Online] Dostępne w: www.ferc.gov [Dostęp: 30.08.2016].
- Gazprom 2016: [Online] Dostępne w: www.gazprom.com [Dostęp: 15.08.2016].
- GIINGL 2016: The LNG Industry GIINGL Annual Report 2016. [Online] Dostępne w: http://www.giingl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giingl_2016_annual_report.pdf [Dostęp: 18.08.2016].
- Gucma, M. 2016. Dla kogo LNG? *Przegląd Gazowniczy* 2(50).
- Hartley, P.R. 2015. The future of long-term LNG contracts. Discussion paper 13.22. The University of Western Australia. [Online] Dostępne w: http://www.business.uwa.edu.au/_data/assets/pdf_file/0009/2356524/13-22-The-Future-of-Long-term-LNG-Contracts.pdf [Dostęp: 13.08.2016].
- Holz i in. 2016 – Holz, F., Brauers, H., Richter, P.M. i Roobeek, T. 2016. Shaking Dutch grounds won't shatter the European gas market. *Energy Economics*.
- Hurka, O. 2016. Terminal LNG jako narzędzie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. *Przegląd Gazowniczy* 2(50).
- IEA 2016: Gas Medium-Term Market Report 2016 – Market Analysis and Forecasts to 2021, International Energy Agency, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.
- IGU 2015: World LNG Report – 2015 Edition, International Gas Union (IGU) [Online] Dostępne w: <http://www.igu.org/> [Dostęp: 13.08.2016].
- IGU 2016: IGU Releases 2016 World LNG Report: A Global Industry Ready for Significant Growth. The International Gas Union (IGU) [Online] Dostępne w: <http://www.igu.org/> [Dostęp: 13.08.2016].
- Katona V.: Gazprom: Three key challenges facing Russia's energy giant. Russia Direct 2016. [Online] Dostępne w: <http://www.russia-direct.org/opinion/gazprom-three-key-challenges-facing-russias-energy-giant> [Dostęp: 15.08.2016].
- Kompas, T. i Nhu Che, T. 2016. A structural and stochastic optimal model for projections of LNG imports and exports in Asia-Pacific. *Heliyon* Vol. 2, Issue 6, June.
- Krupa i in. 2015 – Krupa, M., Moskalewicz, M., Sikora, A.P. i Szurlej, A. 2015. Perspektywiczne zapotrzebowanie na metanol jako paliwo okrętowe. *Przemysł Chemiczny* t. 94, nr 12, s. 2059–2066.
- LNGWN 2016: Europe gets first Sabine Pass lng export cargo. LNG World News 2016 [Online] Dostępne w: www.lngworldnews.com [Dostęp: 25.08.2016].

- Łojewski, W. i Kachelek, G. 2016. Rozruch terminalu LNG w Świnoujściu. *Przegląd Gazowniczy* 2(50).
- Ministerstwo Gospodarki (MG) 2015. Polska 2015 – raport o stanie handlu zagranicznego. Warszawa.
- Minister Energii 2016 – Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za 2015 r. Warszawa.
- Momoko i in. 2016 – Momoko, A., Tomokawa, A., Tsunoda, M., Yorita, Y., Ueno, K., Eto, R., Jin, K., Onda, C., Shibata, Y., Yanagisawa, A., Suehiro, S., Taguhi, K. i Ito, K. 2016. Economic and Energy Outlook of Japan through FY2017, *The 423rd Forum on Research Work*, 26 July 2016, IEE Japan [Online] Dostępne w: <https://eneken.ieej.or.jp/data/6852.pdf> [Dostęp: 13.08.2016].
- OGP GAZ-SYSTEM S.A. 2016: [Online] Dostępne w: www.gaz-system.pl [Dostęp: 27.08.2016].
- Oglend i in. 2016 – Oglend, A., Kleppe, T.S. i Osmundsen, P. 2016. Trade with Endogenous Transportation Costs: The Case of Liquefied Natural Gas, *Energy Economics*, doi: 10.1016/j.eneco.2016.08.013.
- Pieters, J. 2016. Groningen natural gas extraction to fall even further. *NITimes* 2016. [Online] Dostępne w: <http://www.nltimes.nl/2016/06/15/groningen-natural-gas-extraction-fall-even> [Dostęp: 13.08.2016].
- Richter, P.M. i Holz, F. 2015. All quiet on the eastern front? Disruption scenarios of Russian Natural Gas Supply to Europe. *Energy Policy* 80, s. 177–189.
- Siemek i in. 2010 – Siemek, J., Rychlicki, S., Kaliski, M., Szurlej, A. i Janusz, P. 2010. Rola sektora gazowego w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski na tle wybranych państw Unii Europejskiej. *Rynek Energii* nr 3, s. 8–13.
- Siemek i in. 2011 – Siemek, J., Kaliski, M., Rychlicki, S., Sikora, S., Janusz, P. i Szurlej, A. 2011. Importance of LNG technology in the development of world's natural gas deposits. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* t. 27, z. 4, s. 109–130.
- Sikora, A. i Sikora, M. *Ekonomia, a swap LNG* [Online] Dostępne w: www.cire.pl [Dostęp: 29.08.2016].
- Statoil 2016: [Online] Dostępne w: www.statoil.com [Dostęp: 13.08.2016].
- Stępień, T. 2016. Strategia GAZ –SYSTEM na najbliższe dziesięciolecie. *Przegląd Gazowniczy* 2(50).
- Szurlej i in. 2015a – Szurlej, A., Kamiński, J., Janusz, P. i Saługa, P. 2015. Zapotrzebowanie krajowego sektora energetycznego na surowce energetyczne: stan obecny i perspektywy do 2050 r. [W:] *Bezpieczeństwo energetyczne na wspólnym rynku energii Unii Europejskiej* red. nauk. Stanisław Gędek, Mariusz Ruszel. Warszawa: Wyd. Rambler.
- Szurlej i in. 2015b – Szurlej, A., Ruszel, M. i Olkusi, T. 2015. Czy gaz ziemny będzie paliwem konkurencyjnym? *Rynek Energii* nr 5, s. 3–10.
- Szymczuk, S. 2016. PGNiG operatorem instalacji LNG w Elku i Olecku. *Przegląd Gazowniczy* 2(50)
- Total 2016: [Online] Dostępne w: <http://www.total.com> [Dostęp: 28.08.2016].
- van Beurden, R. 2016. Outlook for the LNG market, Fluxys, Ghent – 27 April 2016.

