



Rafał BIAŁY*, Piotr JANUSZ**, Mariusz RUSZEL***, Adam SZURLEJ****

Znaczenie dostaw LNG w zbilansowaniu zapotrzebowania na gaz ziemny krajów UE

Streszczenie: Na przestrzeni ostatniej dekady zauważalne są zmiany w strukturze zużycia energii pierwotnej w krajach UE. Jedną z najistotniejszych zmian jest rosnący udział przypadający na odnawialne źródła energii (OZE). Wzrost udziału OZE wynika między innymi z prowadzonej polityki mającej na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. W osiągnięciu zamierzonych celów wykorzystywane są te nośniki energii, których wpływ na środowisko przyrodnicze jest jak najmniejszy, do takich paliw zaliczany jest gaz ziemny. Udział tego paliwa w bilansie energetycznym UE w analizowanym okresie, tj. od 2006 do 2016 r., utrzymuje się na względnie stałym poziomie. Natomiast w przypadku poszczególnych państw jego udział w bilansie energetycznym jest uzależniony od specyfiki danego państwa. Bez względu na udział gazu ziemnego w strukturze zużycia energii poszczególnych państw, dążą one do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Jednym z głównych elementów dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego jest budowa terminali regazyfikacyjnych LNG. Z uwagi na fakt, że wzrasta ilość państw, które zainteresowane są eksportem gazu ziemnego w formie LNG, wzrasta także zainteresowanie odbiorem tego gazu przez państwa uzależnione od jego importu. W artykule przedstawiono stopień wykorzystania terminali regazyfikacyjnych LNG w Europie w okresie od 2012 do stycznia 2018 roku. Scharakteryzowano również terminal LNG w Świnoujściu, stopień jego wykorzystania oraz plany rozbudowy. Europa posiada znaczne możliwości importu gazu ziemnego poprzez terminale LNG, jednak do tej pory wykorzystywane one były w ograniczonym zakresie, świadczyć to może o tym, że oprócz zadań dywersyfikacyjnych terminale stanowią zabezpieczenie na wypadek przerw w dostawach gazu przy użyciu gazociągów.

Słowa kluczowe: gaz ziemny, LNG, terminale regazyfikacyjne, bezpieczeństwo energetyczne

* Mgr inż., ** Dr inż., **** Dr hab. inż., Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków; e-mail: pjanusz@agh.edu.pl
** Dr, Katedra Ekonomii, Wydział Zarządzania, Politechnika Rzeszowska, Rzeszów.

The significance of LNG supplies for balancing the natural gas demand in the EU countries

Abstract: Over the last decade, changes in the structure of primary energy consumption in EU countries have been noticeable. One of the most important changes is the growing share attributable to renewable energy sources (RES). The increase in RES share results, among others, from the policy pursued to reduce greenhouse gas emissions. In achieving the intended goals, these energy carriers are used, the impact of which is the smallest possible on the natural environment, natural gas is included in such fuels. The share of this fuel in the EU energy balance in the analyzed period, i.e. from 2006 to 2016, remains at a stable level. However, in the case of individual countries, its share in the energy balance depends on the specificity of a given country. Regardless of the share of natural gas in the energy consumption structure of individual countries, they strive to diversify the supply of natural gas. One of the main elements of the diversification of natural gas supplies is the construction of LNG regasification terminals. Due to the fact that the number of countries interested in exporting natural gas in the form of LNG is increasing, there is also an increasing interest in receiving gas from countries dependent on its imports. The article presents the utilization of LNG regasification terminals in Europe in the period from 2012 to January 2018. The LNG terminal in Świnoujście was also characterized, its utilization rate and plans for its extension. Europe possesses significant possibilities of importing natural gas through LNG terminals, but until now they have been used to a limited extent, it may indicate that in addition to diversification tasks, terminals are a guarantee in the event of interruptions in gas supplies using gas pipelines.

Keywords: natural gas, LNG, regasification terminals, energy security

Wprowadzenie

Na przestrzeni ostatniej dekady zauważalne są zmiany w strukturze zużycia energii pierwotnej w krajach UE. Jedną z najistotniejszych zmian jest rosnący udział przypadający na odnawialne źródła energii (OZE). W 2006 r. udział gazu w bilansie energetycznym Unii wyniósł 24,7%, w 2015 r. obniżył się do 22,2%, a w 2016 r. wzrósł do 23,5%. Najwyższy udział gazu ziemnego w 2006 r. można było zanotować w gospodarkach takich państw jak Holandia – 37,2% i Wielka Brytania – 36,1%. W 2016 r. udziały te kształtowały się na następujących poziomach: 18,6 i 36,7%. W przypadku Polski można zauważyć umocnienie pozycji gazu w bilansie zużycia energii pierwotnej. O ile w 2006 r. na gaz ziemny przypadał 13,1% udział w strukturze energetycznej, a w 2016 r. wzrósł do 16,1%, a więc poziomu nieobserwowanego w ciągu ostatnich lat (BP 2017). Polska jest jednym z nielicznych państw UE, w których odnotowano ostatnio zauważalny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny – o blisko 12% w latach 2010–2016. W tym samym okresie zapotrzebowanie na gaz ziemny UE zmniejszyło się o 69 mld m³, co odpowiada rocznemu zużyciu gazu przez Wielką Brytanię. Istotny wpływ, często przesądzający o zmianie zapotrzebowania na gaz w poszczególnych państwach UE, ma wykorzystanie gazu na cele energetyczne. W tabeli 1 oraz na rysunku 1 przedstawiono struktury zużycia energii pierwotnej w krajach UE posiadających terminale do regazyfikacji LNG i w całej Unii Europejskiej w 2016 r.

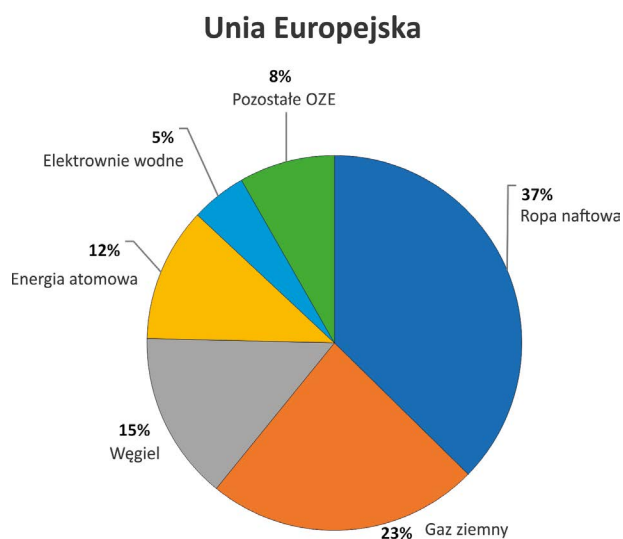
O ile w przypadku większości państw UE widać zmniejszone wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne w ostatnich latach, głównie kosztem OZE, to w przypadku Polski, dzięki oddaniu do eksploatacji kilku bloków gazowo-parowych, ten kierunek wykorzystania gazu charakteryzuje się trendem wzrostowym. W 2017 r. w jednostkach gazowych wyprodukowano najwięcej energii elektrycznej – rysunek 2.

TABELA 1. Porównanie struktur zużycia energii pierwotnej w krajach UE posiadających terminale do regazyfikacji LNG w 2016 roku [%]

TABLE 1. Comparison of primary energy consumption structures in EU countries with terminals for LNG regasification in 2016 [%]

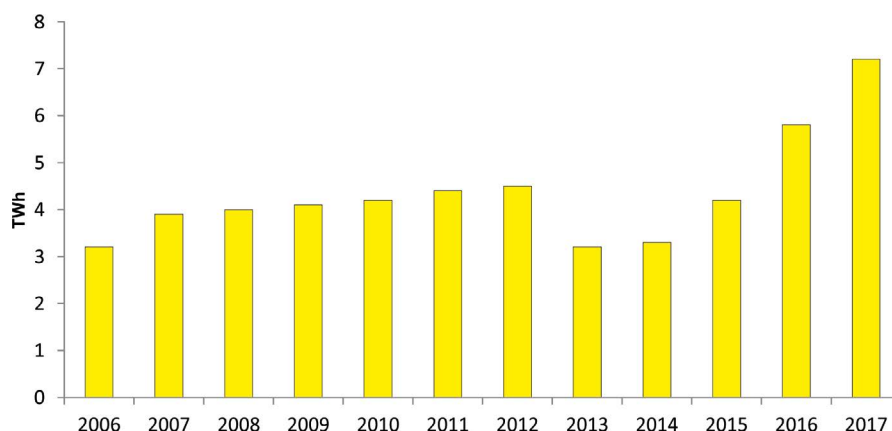
	Ropa naftowa	Gaz ziemny	Węgiel	Energia atomowa	Elektrownie wodne	Pozostałe OZE
Belgia	51,5	22,5	4,8	16,0	0,1	5,1
Finlandia	33,2	6,6	15,1	19,6	13,2	12,4
Francja	32,4	16,2	3,5	38,7	5,7	3,5
Grecja	59,3	9,9	18,1	0,0	4,7	8,0
Włochy	38,4	38,4	7,2	0,0	6,1	9,9
Litwa	54,5	33,6	3,5	0,0	1,9	6,6
Holandia	47,3	35,8	12,2	1,1	0,0	3,7
Polska	28,1	16,1	50,5	0,0	0,5	4,8
Portugalia	43,0	17,9	11,1	0,0	13,8	14,3
Hiszpania	46,3	18,6	7,7	9,8	6,0	11,5
Szwecja	28,1	1,6	4,3	27,2	27,0	11,7
Wielka Brytania	38,9	36,7	5,8	8,6	0,6	9,3

Źródło: opracowanie własne na podstawie (BP 2017).



Rys. 1. Porównanie struktur zużycia energii pierwotnej w UE w 2016 roku
Źródło: opracowanie własne na podstawie (BP 2017)

Fig. 1. Comparison of primary energy consumption structures in the EU in 2016



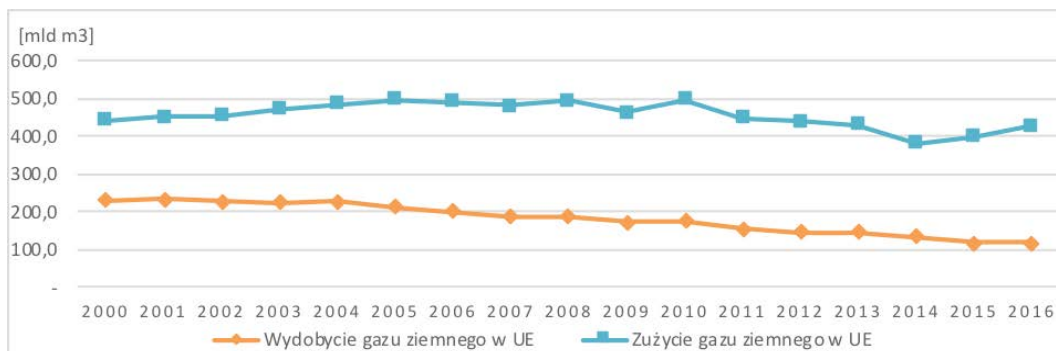
Rys. 2. Wielkość produkcji energii elektrycznej w jednostkach gazowych latach 2006–2017 [TWh]
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (PSE 2018)

Fig. 2. The volume of electricity generation from gas units in the years 2006–2017 [TWh]

1. Zmiany na rynku gazu ziemnego w UE, znaczenie dostaw LNG

Zmiany zachodzące na europejskim rynku gazu ziemnego w ostatnich 20 latach są bardzo dynamiczne. Wpływa na to przede wszystkim zmieniające się zapotrzebowanie na gaz ziemny, gwałtownie spadające wewnętrzne wydobycie, liberalizacja rynku, polityka klimatyczna, inwestycje związane z rozbudową infrastruktury przesyłowej i LNG oraz inne. W 2000 r. zużycie gazu ziemnego w UE wyniosło blisko 441 mld m³. W następnych latach utrzymywał się trend wzrostowy aż do 2010 r. (497,9 mld m³), po czym nastąpił spadek do 383 mld m³ w 2014. Począwszy od 2015 r. odnotowano ponowny wzrost, tak że w 2016 r. zużycie wyniosło 428,8 mld m³. Równoległe do zmian w zapotrzebowaniu na gaz ziemny w UE zmieniało się wydobycie. W latach 2000–2016 odnotowano gwałtowny spadek z 232,1 do 118,2 mld m³ – rysunek 3. Oznacza to, że w przeciągu 16 lat wydobycie gazu ziemnego w UE zmniejszyło się niemal o połowę (BP 2017).

Zmieniające się zapotrzebowanie na gaz ziemny i gwałtowny spadek wydobycia sprawiły, że w 2016 r. konieczne było sprowadzenie ponad 310 mld m³ gazu ziemnego od dostawców spoza UE. Wydaje się pewne, iż w przyszłości (nawet przy założeniu braku wzrostu zużycia gazu ziemnego) zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw gazu będzie wymagać rozbudowy istniejącej infrastruktury importowej. Sytuacja może się pogorszyć po 2030 r., kiedy to dodatkowe ilości gazu ziemnego będą niezbędne do dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego (sprzyja temu brak wdrażania znaczących projektów wykorzystujących technologie CCS). Jak prognozuje (Stern 2017) w związku z malejącym wydobyciem gazu ziemnego w UE udział gazu importowanego z Federacji Rosyjskiej może wzrosnąć z obecnych 30–35% do 40–50% końcem lat dwudziestych XXI wieku. Rosja



Rys. 3. Zużycie gazu ziemnego oraz wewnętrzne wydobycie w UE, lata 2000–2016 [mld m³]
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (BP 2017)

Fig. 3. Natural gas consumption and internal mining in the EU, 2000–2016 [bcm]

buduje swoją pozycję międzynarodową poprzez odpowiednią strategię eksportu nośników energii (Mickiewicz 2014), a obecnie prowadzi coraz bardziej intensywne działania w obszarze Arktyki. Tak duże uzależnienie od dostaw z jednego z kierunków może negatywnie wpłynąć na bezpieczeństwo energetyczne UE. Ograniczenia dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego miały miejsce w historii, a jednym z przykładów był kryzys gazowy rosyjsko-ukraiński z 2009 r., który swym zasięgiem objął wiele państw europejskich (Kaliski i in. 2009; Ruszel 2015). Dyskusyjne są również skutki budowy nowego gazociągu Nord Stream II, który mógłby podwoić dotychczasowe zdolności przesyłu gazu do UE z pominięciem państw Europy Środkowo-Wschodniej. Alternatywą dla gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej mógłby być surowiec sprowadzany ze złóż należących do Izraela (Prontera i Ruszel 2017) i Azerbejdżanu, jednakże wymaga to przyspieszenia realizacji projektów Tanap/Tap oraz Eastern Mediterranean (Wood 2016). Niezależnie od struktury dostaw gazu do UE bezpieczeństwo energetyczne krajów członkowskich można podnieść, zwiększając integrację lokalnych rynków gazu ziemnego. Aby to osiągnąć, niezbędna jest odpowiednia infrastruktura transgraniczna. Problem ten został dostrzeżony przez Komisję Europejską. Stowarzyszenie ENTSOG (ang. *the European Network of Transmission System Operators of Gas*) przygotowało listę projektów TYNDP 2013–2022 (ang. *the Ten Year Network Development Plan*) w infrastrukturę gazowniczą o łącznej wartości 72,77 mld EUR, z których 83% dotyczy rozbudowy infrastruktury przesyłowej, a pozostałe 17% na wspieranie rozwoju LNG i infrastruktury do magazynowania gazu ziemnego (Bouwmeester i Scholtens 2017).

Kolejnymi elementami, które w przyszłości wpłyną na europejski rynek gazu ziemnego będą polityka energetyczna oraz konkurencyjność cenowa gazu w stosunku do innych paliw kopalnianych i OZE – zwłaszcza w sektorze wytwarzania energii elektrycznej (Szurlej i in. 2015). Rozwój technologii OZE pozwala na ograniczanie emisji CO₂, co zwiększa szansę na realizację założeń polityki klimatycznej ustalonej na COP21 oraz podnosi krajowe bezpieczeństwo energetyczne pozwalając zmniejszyć uzależnienie od dostaw surowców pochodzących z importu. Konkurencyjność cenowa paliw kopalnianych innych

niż gaz ziemny może być podnoszona poprzez decyzje polityczne (np. wspieranie sektora górniczego przez publiczne dotacje) (Stern 2017). Aby cena gazu ziemnego była jak najbardziej opłacalna dla odbiorcy końcowego, w UE realizuje się reformy mające na celu budowę wspólnego rynku gazu ziemnego (np. poprzez *unbundling*, TPA i in.). Promowanie konkurencji, liberalizacja rynków i obliża giełdowe sprawiają, że coraz większe wolumeny gazu ziemnego sprzedawane są na rynkach spotowych, zmniejszając tym samym udział klasycznych umów długoterminowych indeksowanych, na podstawie ropopochodnych (Wood 2016). Wydaje się, że jedynymi realnymi szansami na znaczące zmniejszenie uzależnienia unijnej gospodarki od dostaw gazu sprowadzanego gazociągami z terenów spoza UE (głównie z Rosji, Norwegii, Algierii i Libii) są: odkrycie i eksploatacja znaczących ilości gazu konwencjonalnego i gazu ze złóż niekonwencjonalnych oraz/lub rozwój infrastruktury do odbioru i regazyfikacji LNG. Dostępne informacje dotyczące doświadczeń z eksploatacji złóż niekonwencjonalnych na terenie UE pozwalają stwierdzić, iż w większości przypadków zakończyły się one niepowodzeniami. Miało na to wpływ szereg czynników między innymi: złożona struktura geologiczna warstw łupkowych (np. Polska), nieudane próby eksploatacji złóż połączone z negatywnymi skutkami oddziaływania na środowisko (np. Blackpool, Wielka Brytania), moratoria uniemożliwiające prowadzenie szczelinowania hydraulicznego (Francja, Niemcy, Bułgaria) negatywne nastawienie opinii społecznej oraz inne (De Silva i in. 2016). Na chwilę obecną nie można zakładać, że w niedalekiej przyszłości gaz ziemny ze złóż niekonwencjonalnych zlokalizowanych na terenie UE będzie stanowić ważne źródło metanu. Zupełnie inaczej wygląda kwestia wykorzystywania LNG w Europie.

W ostatnich latach na globalnym rynku LNG zachodzą duże zmiany. Powstają nowe instalacje do skraplania i regazyfikacji, które mają istotny wpływ na rynek energii UE (Ruszel 2014). Na koniec 2016 r. łączna nominalna zdolność instalacji do skraplania wyniosła 340 mln t LNG/rok i było to o 36 mln t LNG/rok więcej w porównaniu do stanu z roku 2015. Równocześnie wzrósł import, który w odniesieniu globalnym wyniósł w 2016 r. blisko 263,6 mln t LNG, tj. ok. 325,8 mld m³ gazu ziemnego w warunkach normalnych. Wartość ta była o około 7,5% większa w porównaniu do stanu z 2015 r. Wzrastała konkurencja. Począwszy od 1964 r. handel LNG był realizowany na podstawie kontraktów długoterminowych. Obecnie coraz większe znaczenie mają transakcje spotowe. W 2016 r. dostawy realizowane oparte na rynku *spot* (realizowane do 3 miesięcy od daty transakcji) stanowiły 18% globalnego wolumenu LNG (w 2015 r. było to 15%) (GIIGLN 2017). Można przypuszczać, że znaczenie takich umów będzie wzrastać. Jak podaje (Nikhalat-Jahromi i in. 2016) do 2020 r. każdego dnia na morzu będzie dostępnych 18 transportów cargo LNG, które będą mogły być przekierowane do dowolnego odbiorcy. Coraz większe znaczenie w przemyśle będą odgrywać pływające jednostki typu FLNG (ang. *Floating Liquefied Natural Gas*) i FRSU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*).

Technologia LNG jest dobrze znana w Europie, gdzie najstarszy będący wciąż w eksploatacji terminal do regazyfikacji LNG powstał w Hiszpanii końcem lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku (Gałczyński i in. 2017). Na chwilę obecną szczególnie interesujący jest rozwój infrastruktury LNG w krajach basenu Morza Bałtyckiego, tj.: na Litwie, w Szwecji, Polsce i Finlandii, gdzie w trakcie ostatnich siedmiu lat oddano do eksploatacji pięć terminali.

TABELA 2. Charakterystyka terminali do regazyfikacji LNG w EU

TABLE 2. Characteristics of terminals for LNG regasification in the EU

Państwo	Miejscowość	Liczba zbiorników	Całkowita zdolność magazynowa LNG [m ³]	Nominalna zdolność regazyfikacyjna [mld m ³ /rok]	Oddanie do użytku
Belgia	Zeebrugge	4	380 000	9	1987
Finlandia	Pori	1	30 000	0,1	2016
Francja	Fos-Cavaou	3	330 000	8,3	2009/10
	Fos Tonkin	3	80 000	3	1972
	Montoir de Bertagne	3	360 000	10	1980
	Dunkerque	3	570 000	13	2016
Grecja	Revithoussa	2	130 000	5	2000
Włochy	OLT Toscana – FSRU Toscana	4	137 500	3,8	2013
	Panigaglia	1	50 000	3,3	1971
	Rovigo	2	250 000	8	2009
Litwa	Klaipeda	4	170 000	4	2014
Holandia	Rotterdam	3	540 000	12	2011
Polska	Świnoujście	2	320 000	5	2016
Portugalia	Sines	3	390 000	7,6	2004
Hiszpania	Barcelona	6	760 000	17,1	1969
	Bilbao	3	450 000	8,8	2003
	Cartagena	5	587 000	11,8	1989
	El Musel (nieczynny)	2	300 000	7,1	2013
	Huelva	5	619 500	11,8	1988
	Mugardos	2	300 000	3,6	2007
	Sagunto	4	600 000	8,8	2006
Szwecja	Lysekil	1	30 000	0,3	2014
	Nysahamn LNG	1	20 000	0,3	2011
Wielka Brytania	Dragon	2	320 000	7,6	2009
	Isle of Grain	8	1 000 000	19,5	2005
	South Hook LNG	5	775 000	21	2009
	Teesside GasPort	–	138 000	4,2	2007

Źródło: opracowanie własne na podstawie (GIIGLN 2017).

W 2011 r. uruchomiono w Szwecji (Nyshamn) pierwszy terminal do regazyfikacji LNG, następnie w latach 2014–2016 oddano do eksploatacji kolejne terminale w Finlandii, Polsce i na Litwie i w Szwecji (Lysekil). Rozwój infrastruktury LNG do odbioru i regazyfikacji LNG w rejonie Morza Bałtyckiego może być szczególnie ważny w trakcie negocjacji cenowych przy podpisywaniu umów długoterminowych (Gritsenko 2018). Podnosi również znacząco krajowe bezpieczeństwo energetyczne. W tabeli 2 zestawiono kraje należące do UE, które na koniec 2016 r. posiadały terminale do regazyfikacji LNG, przedstawiono także charakterystykę terminali w UE. Łączna, nominalna zdolność regazyfikacyjna wszystkich terminali zabudowanych w UE wyniosła na koniec 2016 r. blisko 214 mld m³/rok. Praca tych instalacji pod pełnym obciążeniem pozwoliłaby zapewnić w UE prawie 69% całkowitego zapotrzebowania na gaz z importu. Rzeczywiście zrealizowane dostawy LNG do Unii Europejskiej były znacznie mniejsze. Dla przykładu można wspomnieć, że wyniosły one w 2010 r. – 74,5 mld m³, w 2013 – 37,4 mld m³, a w 2016 – 41,6 mld m³, co stanowiło ponad 13% całkowitej ilości importowanego gazu ziemnego do UE, z czego Hiszpania, Wielka Brytania, Francja i Włochy sprowadziły łącznie ok. 35,1 mld m³ gazu ziemnego (tab. 3), co stanowiło blisko 85% całości.

TABELA 3. Dostawy LNG do UE, lata 2010–2016

TABLE 3. LNG deliveries to the EU, 2010–2016

Wyszczególnienie	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	mld m ³						
Hiszpania	26,2	22,1	18,5	11,7	10,1	11,2	12,9
Wielka Brytania	17,8	23,3	13,1	8,7	10,6	12,7	9,4
Francja	13,1	13,4	9,1	7,5	5,8	5,5	7,0
Włochy	8,4	8,0	6,5	5,1	4,1	5,4	5,8
Portugalia	2,7	2,7	1,9	1,9	1,2	1,4	1,7
Litwa					0,1	0,4	1,3
Polska							1,0
Belgia	5,5	5,2	2,3	1,5	1,2	2,4	1,0
Grecja	0,9	1,2	1,0	0,6	0,5	0,6	0,7
Holandia		0,7	0,7	0,5	0,6	0,8	0,5
Szwecja						0,4	0,3
Finlandia							0,02
Łączny import LNG do UE	74,5	76,5	53,1	37,4	34,3	40,8	41,6

Źródło: opracowanie własne na podstawie (GIIGLN 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2017).

Znaczenie dostaw LNG w zbilansowaniu zapotrzebowania na gaz ziemny krajów należących do UE można spróbować ocenić na podstawie danych zawartych w tabeli 4. Eksploatacja posiadanej infrastruktury do regazyfikacji LNG pod pełnym obciążeniem pozwoliłaby na całkowite pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny w 2016 r. w Grecji, na Litwie, w Hiszpanii i Portugalii. Biorąc pod uwagę rzeczywiste ilości sprowadzonego LNG, to miał on największe udziały w bilansach gazu ziemnego na Litwie (63%), w Hiszpanii (46,2%), w Portugalii (32,2%) i w Szwecji (31,9%) (BP 2017; GIIGLN 2017).

TABELA 4. Znaczenie dostaw LNG dla poszczególnych krajów UE w 2016 roku

TABLE 4. Importance of LNG supplies for individual EU countries in 2016

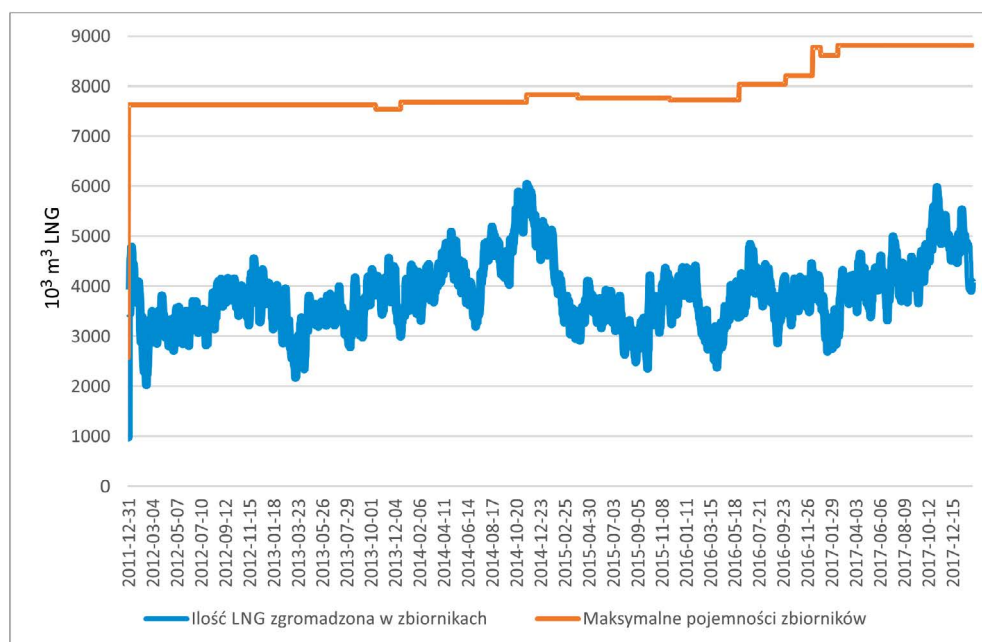
Wyszczególnienie	Łączna nominalna zdolność terminali do regazyfikacji LNG [mld m ³]	Zużycie gazu ziemnego [mld m ³]	LNG z importu [mld m ³]	Udział LNG w pokryciu zapotrzebowania na gaz ziemny przy założeniu maks. wykorzystania zdolności regazyfikacyjnych terminali [%]	Rzeczywisty udział LNG w pokryciu zapotrzebowania na gaz ziemny biorąc pod uwagę zrealizowane dostawy i zużycie z 2016 r. [%]
Belgia	9	15,4	1,0	58,4	6,4
Finlandia	0,1	2,0	0,02	5,0	1,0
Francja	34,3	42,6	7,0	80,6	16,5
Grecja	5	2,8	0,7	175,8	23,9
Włochy	15,1	64,5	5,8	23,4	9,0
Litwa	4	2,0	1,3	195,4	63,0
Holandia	12	33,6	0,5	35,7	1,4
Polska	5	17,3	1,0	28,9	5,9
Portugalia	7,6	5,2	1,7	147,3	32,2
Hiszpania	69	28,0	12,9	246,8	46,2
Szwecja	0,6	0,9	0,3	63,9	31,9
Wielka Brytania	52,2	76,7	9,4	68,1	12,3

Źródło: opracowanie własne na podstawie (BP 2017; GIIGLN 2017).

Analizując wykorzystanie skroplonego gazu ziemnego w bilansie energetycznym państw UE, należy także mieć na uwadze wykorzystanie technicznych parametrów terminali zlokalizowanych na terenie UE. Jednym z elementów, który należy poddać analizie, jest stopień wykorzystania zbiorników LNG na potrzeby magazynowe. W okresie od 1 stycznia 2012 r. do 5 lutego 2018 r. wykorzystanie pojemności magazynowych zbiorników LNG wahało się w granicach od 26,6% (w dniu 17 lutego 2012 r.) do 77,1% (w dniu 17 listopada 2014 r.),

natomiast średnie wykorzystanie pojemności zbiorników LNG wynosiło 48,5%. Na rysunku 4 przedstawiono wykorzystanie pojemności magazynowych terminali w UE. Jednak parametrem, który posiada większe znaczenie w aspekcie wykorzystania dostaw LNG w zbilansowaniu zaopatrzenia UE w gaz ziemny jest wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnej. W analizowanym okresie wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnej europejskich terminali wynosiło od 8,36 (w dniu 18 października 2014 r.) do 51,6% (w dniu 1 lutego 2012 r.), przy czym średnie wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnych w analizowanym okresie wyniosło tylko 22%. Na rysunku 5 przedstawiono szczegółowo wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnych w UE.

Od kilku lat w Polsce prowadzona jest polityka, której celem jest dywersyfikacja zarówno kierunków, jak i źródeł pochodzenia gazu ziemnego, a także struktury kontraktowej. Jednym z kluczowych projektów w tym zakresie była budowa terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu o zdolności regazyfikacyjnej 5 mld m³/rok (ok. 59 422 GWh). Terminal został oddany do eksploatacji w maju 2016 r. Od tego momentu wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnych wahało się od 7% (w dniu 28 lipca 2017 r.) do 63% (w dniach 8–9 czerwca, 19–30 czerwca, 23 sierpnia, 14–15 września, 18–22 września 2017 r.), natomiast średnie wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnych w analizowanym okresie wynosiło 29%. Na rysunku 6 przedstawiono wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnych w terminalu LNG w Świnoujściu. Mając na uwadze, że od 1 stycznia 2018 r. całkowite zdolności regazyfikacyjne tego terminala zostały zarezerwowane przez PGNiG SA należy się spodziewać, że znacznie wzrośnie wyko-



Rys. 4. Wykorzystanie pojemności magazynowej zbiorników LNG w terminalach na terenie UE
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Gas Infrastructure Europe)

Fig. 4. The use of storage capacity of LNG tanks at terminals in the EU

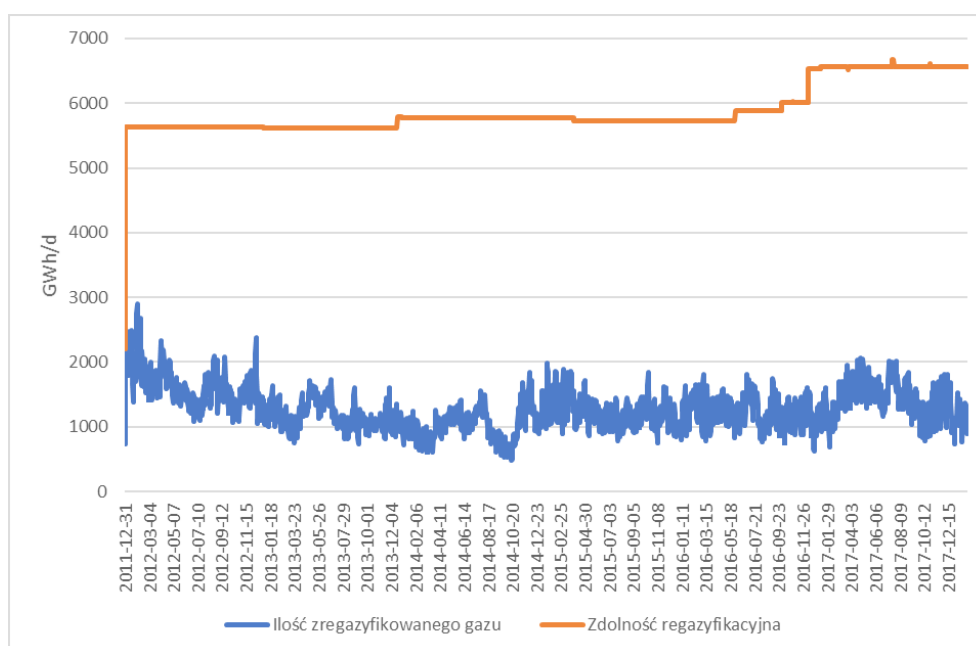
rzystanie tego obiektu w pokryciu zapotrzebowania na gaz w Polsce. Warto dodać, że w ciągu ostatnich miesięcy realizowane były dostawy nie tylko w ramach długoterminowej umowy z Katar, ale także dostawy spotowe z Norwegii i USA (Janusz i in. 2017).

Realizując zamierzenia, których celem jest wzrost wykorzystania LNG w Polsce, prowadzone są prace mające na celu zwiększenie funkcjonalności terminala oraz zwiększenie możliwości regazyfikacyjnych. Zakres rozbudowy terminala LNG obejmuje (Sieradzki 2018):

- zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej do 7,5 mld m³/rok (planowana dalsza rozbudowa do 10 mld m³/rok) poprzez budowę dodatkowych regazyfikatorów SCV,
- budowę trzeciego zbiornika,
- budowę drugiego nabrzeża,
- budowę bocznic kolejowej do przeładunku LNG na cysterny kolejowe.

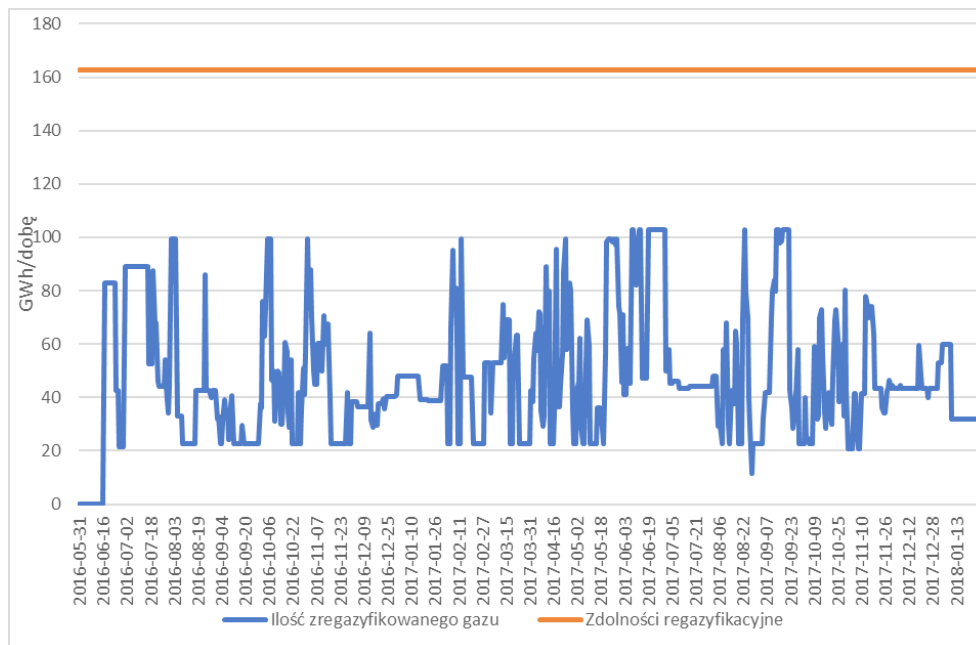
Zgodnie z harmonogramem, w drugim kwartale 2018 r. planowane jest uzyskanie pozwolenia na budowę, natomiast rozpoczęcie prac budowlanych zaplanowane jest na drugi kwartał 2019 r. Jednym z głównych elementów rozbudowy terminala jest budowa bocznic kolejowej, dzięki czemu możliwy będzie:

- załadunek i transport intermodalny znacznych wolumenów LNG,
- implementacja „wirtualnego gazociągu”,
- dostarczanie LNG do stacji typu *peak shaving* i *satellite regasification* oraz odbiorców końcowych.



Rys. 5. Wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnych w terminalach na terenie UE
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Gas Infrastructure Europe)

Fig. 5. The use of regasification capacities in terminals in the EU



Rys. 6. Wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnych terminalu w Świnoujściu
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (Gas Infrastructure Europe)

Fig. 6. The use of regasification capacities in the Swinoujscie terminal

Rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu przełoży się na wzrost udziału przypadającego na gaz skroplony w zbilansowaniu krajowego zapotrzebowania na gaz. Terminal ten po rozbudowie będzie mógł być szerzej wykorzystany także przez inne kraje, zwłaszcza państwa w basenie Morza Bałtyckiego.

Podsumowanie

Relacje pomiędzy wydobyciem gazu ziemnego i zużyciem uległy pogorszeniu w ciągu ostatnich lat w krajach UE. Tylko w latach 2010–2016 wydobycie w państwach UE zmniejszyło się o blisko 58 mld m³ i 2016 r. wyniosło 118 mld m³, a więc było zbliżone do wydobycia gazu w Norwegii – 117 mld m³. Warto dodać, że jeszcze w 2010 r. te wielkości wydobycia zasadniczo się różniły: UE – 176 mld m³, Norwegia – 107 mld m³. Spowodowało to zwiększenie zależności importowej państw unijnych od dostaw gazu ziemnego. Analiza przeprowadzona w artykule wykazała, że dostawy LNG mogą w istotny sposób wzmocnić europejskie bezpieczeństwo energetyczne poprzez ograniczenie rosnącego importu gazu rosyjskiego. Relatywnie niski stopień wykorzystania zdolności regazyfikacyjnych europejskich terminali (19,4% w 2016 r.) cechuje się sporym potencjałem wzrostu. Nawet gdyby założyć hipotetycznie, import LNG na poziomie z rekordowego pod tym względem dla

krajów UE 2011 r., to stopień eksploatacji terminali wzrósł do 35,7%, a więc są jeszcze spore możliwości do wykorzystania. Dalszy rozwój rynku LNG, a szczególnie możliwości podaźowych może być czynnikiem, który zwiększy udział LNG w zbilansowaniu zapotrzebowania na gaz ziemny krajów UE. Procesowi temu powinna towarzyszyć rozbudowa przepustowości gazociągów wewnątrz poszczególnych państw, która umożliwi odpowiednie dystrybuowanie gazu ziemnego od punktu wejścia do systemu gazowego, jakim jest dany terminal na gaz skroplony. Globalny rynek LNG rozwija się dynamicznie, a czynnikiem wpływającym na to tempo są kolejne inwestycje w instalacje do skraplania oraz regazyfikacji. Jedną z nich w ostatnich latach powstała w Polsce. Terminal LNG w Świnoujściu ma strategiczne znaczenie z perspektywy dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego. Oprócz terminali LNG dostrzega się również wzrastające znaczenie instalacji pływających FLNG i FRSU. Konsekwencją może być proces odchodzenia od kontraktów długoterminowych na rzecz transakcji spotowych na rynku gazu ziemnego. Zmiany zachodzące na rynku LNG zwiększają niezależność energetyczną oraz wpływają na rozwój konkurencji na rynku. Analiza planów rozbudowy infrastruktury energetycznej wskazuje, że w nadchodzących latach powstaną kolejne terminale LNG, które mogą wpłynąć na obniżenie ceny gazu ziemnego dostarczanego gazociągami. Jednakże to terminale LNG są instalacjami, które pozwalają w sposób szybki oraz elastyczny zmienić źródło dostaw gazu ziemnego, a tym samym dostawcę, przez co w istotnym stopniu wpływają zarówno na bezpieczeństwo energetyczne, jak również konkurencję rynkową.

Praca finansowana z badań statutowych AGH nr 11.11.190.555 oraz Politechniki Rzeszowskiej.

Literatura

- Bouwmeester, M. i Scholtens, B. 2017. Cross-border investment expenditure spillovers in European gas infrastructure, *Energy Policy* 107, s. 371–380.
- BP 2017 – *BP Statistical Review of World Energy*, June 2017. [Online] Dostępne w: <https://www.bp.com> [Dostęp: 30.01.2018].
- De Silva i in. 2016 – De Silva, P., Simons, S. i Stevens, P. 2016. Economic impact analysis of natural gas development and the policy implications, *Energy Policy* 88, s. 639–651.
- Gałczyński i in. 2017 – Gałczyński, M., Ruszel, M., Turowski, M., Zajdler, R. i Zawisza, A. 2017. Global LNG Market, Ignacy Lukaszewicz Energy Policy Institute, Rzeszów–Warszawa.
- Gas Infrastructure Europe. [Online] Dostępne w: <http://www.gie.eu/> [Dostęp: 07.02.2018].
- GIIGLN 2010 – The LNG Industry in 2010, Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié. [Online] Dostępne w: <http://www.giignl.org> [Dostęp: 04.01.2018].
- GIIGLN 2011 – The LNG Industry in 2011, Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié. [Online] Dostępne w: <http://www.giignl.org> [Dostęp: 04.01.2018].
- GIIGLN 2012 – The LNG Industry in 2012, Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié. [Online] Dostępne w: <http://www.giignl.org> [Dostęp: 04.01.2018].
- GIIGLN 2013 – The LNG Industry in 2013, Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié. [Online] Dostępne w: <http://www.giignl.org> [Dostęp: 04.01.2018].
- GIIGLN 2014 – The LNG Industry in 2014, Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié. [Online] Dostępne w: <http://www.giignl.org> [Dostęp: 04.01.2018].
- GIIGLN 2015 – The LNG Industry in 2015, Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié. [Online] Dostępne w: <http://www.giignl.org> [Dostęp: 04.01.2018].

- GIIGNL 2017 – The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2017, Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié. [Online] Dostępne w: <http://www.giignl.org> [Dostęp: 04.01.2018].
- Gritsenko, D. 2018. Explaining choices in Energy infrastructure development as a network of adjacent action situations: The case of LNG in the Baltic Sea region, *Energy Policy* 112, s. 74–83.
- Janusz i in. 2017 – Janusz, P., Kaliski, M., Sikora, M.P., Sikora, A.P. i Szurlej, A. 2017. Wpływ dostaw LNG z USA na europejski rynek gazu ziemnego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 20 z. 4, s. 27–38.
- Kaliski i in. 2009 – Kaliski, M., Janusz, P. i Szurlej, A., 2009. Wpływ kryzysu gazowego rosyjsko-ukraińskiego z początku 2009 r. na rynek gazu ziemnego w Polsce. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* t. 83, nr 7–8, s. 2–5.
- Mickiewicz, P. 2014. Rosyjska morska myśl strategiczna od Wienamina Siemionowa Tień-Szańskiego do czasów współczesnych. *Samorząd, Nauka Polityka*, red. R. Nowakowski, G. Straucholdt, Wrocław, s. 77–90.
- Nikhalat-Jahromi i in. 2016 – Nikhalat-Jahromi, H., Bell, M., Fontes, D., Cochrane, R. i Angeloudis P. 2016. Spot sale of uncommitted LNG from Middle East: Japan or the UK? *Energy Policy* 96, s. 717–725.
- PSE 2018 – Polskie Sieci Elektroenergetyczne 2018. [Online] Dostępne w: <http://www.pse.pl> [Dostęp: 04.02.2018].
- Prontera, A. i Ruszel, M. 2017. Energy Security in the Eastern Mediterranean. *Middle East Policy*, vol. XXIV, no. 3, s. 145–162.
- Ruszel, M. 2014. Znaczenie terminali LNG na wspólnym rynku energii UE. *Polityka i Społeczeństwo* nr 4(12), s. 49–59.
- Ruszel, M. 2015. Wpływ rosyjsko-ukraińskich kryzysów gazowych na politykę energetyczną UE – ujęcie teoretyczne. *Przegląd Politologiczny* nr 2, s. 49–58.
- Stern, J. 2017. Challenges to the Future of Gas: unburnable or unaffordable? *The Oxford Institute for Energy Studies*, December 2017, DOI: <https://doi.org/10.26889/9781784670993>.
- Sieradzki, S. 2018. *Znaczenie terminal LNG w Świnoujściu dla rynku gazu w Polsce i regionie*. Prezentacja wygłoszona na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, 26.01.2018.
- Szurlej i in. 2015 – Szurlej, A., Ruszel, M. i Olkusi, T. 2015. Czy gaz ziemny będzie paliwem konkurencyjnym? *Rynek Energii* nr 5, s. 3–10.
- Wood, D.A. 2016. Natural gas import to Europe: The frontline of competition between LNG and pipeline supplies, *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 36, A1eA4.